

N° Ordre/Faculté/UMBB/2013

REPUBLIQUE ALGERIENNE DEMOCRATIQUE ET POPULAIRE
MINISTERE DE L'ENSEIGNEMENT SUPERIEUR ET DE LA RECHERCHE
SCIENTIFIQUE

UNIVERSITE M'HAMED BOUGARA-BOUMERDES



Faculté des Hydrocarbures et de la Chimie

Mémoire de Magister

Présenté par :

Mme Bourezg Sabiha-Dellili

En vue de l'obtention du diplôme de **MAGISTER** en :

Filière : Economie de l'énergie

Option : Planification et gestion de l'énergie

Les opportunités de la technologie CSP « concentrating solar power » dans la génération d'électricité renouvelable en Algérie

Devant le jury :

Mr. MOHAMMEDI Kamal	Professeur	UMBB	Président
Mme. KIHAL -KAKICHE Nouara	MCA	UMBB	Encadreur
Mr. AHMED OUAMAR Abdelmadjid	Professeur	UMBB	Examineur
Mr. CHABI Tayeb	MCA	Universite Bejaia	Examineur
Mr. KECHROUD Bachir	MCA	Universite Alger3	Examineur

Année universitaire 2012/2013

Remerciements

Au terme de ce travail, je tiens à exprimer ma profonde gratitude ainsi que mes sincères remerciements à :

Je tiens tout d'abord à remercier Dieu le Tout Puissant qui ma donné la force et la patience d'accomplir ce Modeste travail.

- *A notre maître et président de jury Monsieur le professeur Mohammedi Kamal Professeur à l'université de Boumerdes*
- *A notre maître et encadreur de thèse DR.Nouara kihal-kakiche*

Vous nous avez toujours réservé le meilleur accueil, malgré vos Obligations Vos encouragements inlassables, votre gentillesse méritent toute admiration. Je profite cette occasion pour vous exprimer mon Profonde gratitude tout en vous témoignant mon respect

- *A nos maître et jurys de thèse*

Monsieur : DR. Ahmed Ouameur de l'université de Boumerdes, DR. Kechroud de l'université d'Alger et DR.Chabi de l'université de Bejaia

Vous nous faites l'honneur d'accepter avec une très Grande amabilité de siéger parmi notre jury de thèse.

Enfin, je tiens à remercier tous ceux qui, de près ou de loin, ont contribué à la réalisation de ce travail.

DEDICACES

A Mes très chers parents, ma mère Luisa et mon père boualem

*Aucune dédicace ne saurait être assez éloquente pour
Exprimer ce que vous méritez pour tous les sacrifices que vous n'avez
Cessé de me faire depuis ma naissance, durant mon enfance
Et même à l'âge adulte.*

A ma chère belle mère Nouna et mon beau père kauider .

A mon très cher mari ABDRABBI

*Ton soutien moral et matériel, ta gentillesse sans
Égal, ton profond attachement m'ont permis de réussir mes
Études.Sans ton aide, tes conseils, tes encouragements et surprises. Ce travail
N'aurait vu le jour.*

*AMES ADORABLES FILLES Amina, Sara et raounek qui ont rempli ma vie de
joie*

*A mes très chers frères imad, youcef et nacer avec son épouse
assia et leurs enfants*

*A mes très chères sœurs AMEL ET SON MARI ET CES PETITS ENFANTS et
Faiza et son mari et leur petite fille*

*A mes belles sœurs et leurs petites familles et spécialement NA IMA
Je vous dédie ce travail avec tous mes vœux de bonheur,
De santé et de réussite.*

*A mes chères ami(e)s tout le groupe de magister de l'option planification et
gestion de l'énergie.*

Je dédie ce travail

Remerciement	
Sommaire	
Abréviations	
Liste des tableaux et des figures	
Problématique.....	6
Partie I : Exploitation du potentiel solaire par la technologie CSP	9
Introduction	9
Chapitre1 : Potentiel solaire.....	10
Introduction	10
1-Le gisement solaire dans le Monde.....	10
2-Le gisement solaire Algérien.....	12
Conclusion du chapitre.....	14
Chapitre 2 : Présentation Générale du secteur de l'électricité en Algérie.....	15
Introduction du chapitre.....	15
1-La demande électrique.....	16
2-La prévision de la demande : un préalable à la planification de l'offre.....	16
A-Le facteur météorologique.....	17
B-Changement des habitudes de consommation.....	18
3-Gestion du système électrique en période tendue.....	21
4-Structure de la production d'électricité.....	24
Conclusion du chapitre.....	26
Chapitre3 : Présentation de la technologie CSP (concentrating solar power).....	27
Introduction du chapitre.....	27
1. La technologie de CSP solaire	27
A. Principes de base : Irradiation solaire et potentiel.....	27
B. Les composantes d'une centrale CSP :.....	29
C. Le dimensionnement.....	30
2. les paramètres techniques :.....	32
3. Les systèmes de génération d'électricité.....	34
4. Les systèmes de concentration.....	35
5. Les différents types de centrales solaires thermodynamiques :.....	36
A-Centrales Solaires Cylindroparaboliques	36

B-Centrales Solaires à Tour.....	37
C-Paraboles Solaires Dish Stirling.....	39
D-Collecteurs linéaires de Fresnel	40
Conclusion du chapitre.....	41
Chapitre 4 : Comparaison entre les différents types de CSP et étude de marché.....	42
Introduction du chapitre.....	42
1. Puissance du champ solaire par unité de surface	42
2. Etat de l'art dans le monde, scientifique et technologique	42
3. Le solaire thermique, plus prometteur que le photovoltaïque.....	46
A. les prévisions d'évolution	46
B. Comparaison entre PV et CSP	48
C. Analyse du tableau comparatif.....	50
1 .contraintes globales.....	50
2.Les contraintes spécifiques.....	51
3.Les contraintes de développement durable.....	52
4.Les contraintes économiques spécifiques.....	52
4 .La situation actuelle de l'électricité CSP.....	53
5. Répartition des capacités selon les technologies en 2010.....	55
6. Perspectives de marché pour l'électricité CSP.....	56
7. CSP comme vecteur de développement régional à long terme.....	57
Conclusion du chapitre.....	58
Partie II : Stratégie de mise en œuvre du programme national des énergies renouvelables	
Introduction	59
Chapitre 5: Le solaire à concentration (CSP) dans le programme national des énergies renouvelables, et les programmes transnationaux	60
Introduction.....	60
1-Le solaire à concentration (CSP) dans le programme national des énergies renouvelables.....	60
2- les programmes transnationaux.....	65
A-Le CSP dans le programme de la banque mondiale.....	65
B-Le CSP dans le plan solaire méditerranéen	67
3-Le Coût de l'énergie solaire.....	68
A-Le solaire constitue actuellement une source d'énergie chère	68
B-Le solaire est l'énergie du futur, et s'avère économique dans le long terme.....	68

C-L'estimation des prix et leur évolution	69
D- Potentiel solaire en Afrique et le projet desertec.....	72
4- Plusieurs freins limitent le développement du solaire en Afrique	79
A. Les obstacles financiers	79
B. L'efficacité de l'énergie solaire dans les pays d'Afrique.....	80
C. Les obstacles politiques.....	80
5-les opportunités du solaire thermique a concentration en Afrique	81
6- Les autres applications de CSP	85
A. Production d'Hydrogène.....	85
B. Le dessalement de l'eau de mer.....	85
C. Récupération des pétroles lourds.....	86
Conclusion du chapitre.....	87
Chapitre 6: Benchmark.....	88
Introduction.....	88
1. Le CSP au Maroc, et l'Egypte.....	88
2. Le CSP en Tunisie	91
3. Le CSP à Abou Dhabi	93
4. Le CSP au Moyen orient.....	94
5. Le CSP en Espagne	95
6. Le CSP Aux Etats-Unis	95
Conclusion du chapitre.....	96
Chapitre 7: Stratégie de développement des ENR selon SONEGAS.....	98
Introduction du chapitre.....	98
1. Stratégie de mise en œuvre du programme national des énergies renouvelables.....	98
2. Programme national de développement des énergies renouvelables.....	99
3. Stratégie industrielle associée au programme des énergies renouvelables.....	101
4. Aspects institutionnels et législatifs relatifs aux Energies Renouvelables.....	102
5. Mesures incitatives.....	104
6. Analyse de la stratégie de développement des énergies renouvelables en Algérie	105
A. La position du solaire thermique dans le programme national des énergies renouvelables.....	106
B. Développement des capacités industrielles du solaire thermique	106
C. Naissance d'une industrie de la sous-traitance	107
D. Développement de la filière (CSP-PV) avec création de NEAL.....	107
E. Création d'un Institut algérien des énergies renouvelables.....	108
F. La promotion des chauffe-eau solaire.....	109
G. Partenariat Algérie-japon.....	110

Conclusion du chapitre.....	112
Patrie III : Choix de type de la technologie CSP	
Introduction	113
Chapitre 8: Analyse des couts de CSP (comparaison entre les tours solaires et les centrales cylindroparaboliques).....	114
Introduction.....	114
1-les différentes mesures des couts de CSP solaire.....	115
2- Le coût actualisé de la production d'électricité (LCOE).....	117
3-Le dimensionnement de la centrale solaire	118
4-Le coût actualisé du CSP	120
5-Potentiels de réduction des coûts CSP	128
A-Les priorités de la recherche et développement pour la réduction des coûts.....	129
B- Réduction des coûts des composants CSP et amélioration des performances.....	130
C-L'augmentation de la taille des centrales CSP	130
D-le domaine de l'énergie solaire.....	132
6- Le coût actualisé d'électricité généré de CSP	140
A. les paramètres de détermination de LCOE courant	141
B. Le coût actualisé d'électricité généré de CSP	143
C. Le LCOE des centrales CSP entre 2011 et 2015.....	148
D. La sensibilité de LCOE au taux d'actualisation.....	150
Conclusion du chapitre	151
Chapitre 9: Impacts socio-économiques et écologiques du Déploiement Elargi du CSP et des Technologies des énergies renouvelables.....	153
Introduction.....	153
1. Sécurité énergétique	153
2. Création d'emplois et d'opportunités d'affaire	155
3. Changement climatique.....	162
Conclusion du chapitre.....	164
Conclusion générale.....	166
Bibliographie.....	169
Résumé	

Abréviations

AIE Agence Internationale de l'Énergie
APRUE Agence pour la Promotion et la Rationalisation de l'Utilisation de l'Énergie (Algérie)
BOOT Build, Own, Operate and Transfer
BT Basse Tension
CTF Clean Technology Fund
CREG commission de régulation de l'électricité et du gaz en Algérie
CDER Centre de Développement des Energies Renouvelables (Algérie)
CES Chauffe-Eau Solaire
CO₂ Dioxyde de Carbone
CSP Concentrated Solar Power
DII Desertec Industrial Initiative
DNI Direct Normal Irradiance
EU européen union
EE Efficacité Energétique
EnR Energie Renouvelable
FNER Fonds national des energies renouvelables
FNME Fonds National de Maîtrise de l'Énergie (Algérie)
GES Gaz à Effet de Serre
GPL Gaz de Pétrole Liquéfié
HVDC(CCHT) courant contenu de haute tension
LBC Lampes Basse Consommation
MENA Middle East and North Africa
mem : ministère de l'énergie et des mines
MASEN Moroccan Agency for Solar Energy
MT Moyenne Tension
NEAL New Energy Algeria
OS : operateur systèm
OME Organisation Mondiale de l'énergie
PMA puissances maximales appelées
PNME Programme National de Maîtrise de l'Énergie (Algérie)
PSM Plan Solaire Méditerranéen
PV Photovoltaïque
R&D Recherche et Développement
RCREEE Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficien
SO₂ Dioxyde de Soufre
SIM le groupe semoulerie industrielle de la Mitidja
Trec Trans-Mediterranean Renewable Energy Coopération
WB World Bank

Liste des tableaux

Tableau I.1.1 : le potentiel solaire algérien en chiffres et selon la localisation.....	13
Tableau I.4.1 : comparaison entre les quatre types de CSP.....	45
Tableau I.4.2 : comparaison entre PV et CSP.....	48
Tableau I.4. 3 : comparaison entre PV, cylindroparaboliques et tour solaire.....	50
Tableau I.4. 4 : perspectives de marché pour l'électricité CSP (Source : ESTELA 2009).....	56
Tableau II.5.1 : L'estimation du coût d'investissement de divers projets solaires (en M€ et en €Wc).....	71
Tableau II.6.1 : projets d'unités de CSP en partenariat avec le secteur privé.....	92
Tableau II.6.2 : projet de deux centrales CSP,	93
Tableau II.7.1 : le portefeuille de projets de NEAL(Source : NEAL).....	108
Tableau III.8.1: les couts de CSP et les performances en 2011.....	114
Tableau III.8. 2: les couts de capital et les caractéristiques clés des centrales cylindroparaboliques et les tours solaires	121
Tableau III.8. 3 : les activités de R&D pour les centrales cylindroparaboliques.....	129
Tableau III.8.4 : Estimation de LCOE pour les centrales cylindroparaboliques et les tours solaires entre 2011 et 2020.....	143
Tableau III.8. 5 : le cout total des centrales cylindroparaboliques et tours solaires installés, 2011 et 2015.....	148
Tableau III.8. 6 : LCOE du CSP cylindroparaboliques et Tour solaire sous l'hypothèse de différents taux d'actualisation (Source : IRENA Analysis 2012)	151
Tableau III.9.1 : Paramètres clés pour les réserves et la production d'hydrocarbure.....	153

Liste des figures

Figure I.1.1 : Distribution du Gisement Solaire du monde (Source: IEA, 2010).....	11
Figure I.1.2 : Présentation des ratios du potentiel solaire de l'Algérie par rapport aux Pays de l'Afrique du Nord, des Pays du Moyen Orient et les Pays Méridionaux de l'Europe.....	12
Figure I.1.3 : irradiation journalière sur le plan horizontal au mois de juillet (source graphique mem).....	13
Figure I.1.4 : irradiation journalière sur le plan horizontal au mois de décembre (source graphique mem).....	14
Figure I.2. 1: Evolution de la demande électrique dans des pays de la région (Afrique du nord).....	15
Figure I.2.2 : Augmentation de la demande avec la hausse des températures 2011-2020 (Source : CREG 2011).....	17
Figure I.2. 3 : Evolution Historique des PMA saisonnière 2000-Aout 2011 (Source : CREG 2011).....	19
Figure I.2. 4 : Evolution de la forme de la courbe de charge journalière en été (Source : CREG 2011).....	19
Figure I.2.5 : comparaison entre les courbes de charge de deux jours à températures différentes 2011 (Source : CREG 2011).....	20
Figure I.2. 6 : structure de la production d'électricité en 2010(Source : EDF 2011).....	25
Figure I.2. 7 : taux de croissance annuel moyen 2000-2010 (Source : EDF 2011).....	25
Figure I.2. 8 : structure de la production électrique d'origine renouvelable 2010 (Source : EDF 2011).....	25
Figure I.2.9 : le taux de croissance de la production d'électricité 2009-2010(Source : EDF 2011).....	25
Figure I.3.1 : capacité installée en 2011 (Source :Emerging Energy Research).....	28
Figure I.3.2 : projet en cours d'année 2011(Source :Emerging Energy Research).....	29
Figure I.3.3 : les composantes de base d'une centrale CSP(Source : NEAL).....	32
Figure I.3.4 : la température de l'absorbeur en fonction de la technologie (Source : PRISME).....	33
Figure I.3.5: les quatre types de concentration dans la technologie CSP (source AIE).....	35
Figure I.3.6 : Centrales Solaires Cylindroparaboliques (Source : ESTELA 2009).....	36
Figure I.3.7 : Centrales Solaires à Tour (Source : ESTELA 2009).....	37
Figure I.3.8 : Paraboles Solaires Dish Stirling (Source : ESTELA 2009).....	39

Liste des figures

Figure I.3.9 : Collecteurs linéaires de Fresnel (Source : ESTELA 2009).....	40
Figure I.4.1 : les prévisions d'évolution de CSP (source : UBS WMR).....	47
Figure I.4.2 : puissance solaire thermodynamique installé en 2010(source : AIE, SER, protermosolar).....	54
FigureI.4.3 : puissance solaire thermodynamique en cours de construction janvier 2011(source AIE).....	54
Figure I.4. 4: repartition des capacités par technologie en 2010(source AIE, SER).....	55
Figure I.4.5 : estimation CSP 2020-2030 production énergétique en Europe du sud et Afrique du nord (Source : ESTELA 2009).....	57
Figure II.5.1 : pénétration des EnR dans la production nationale en TWh.....	61
Figure II.5.2 : Structure du parc de la production national en MW (source NEAL).....	62
Figure II.5. 3 : Coût des énergies (pour 1 MWh, en euros).....	68
Figure II.5.4 : Les diminutions de prix du MWh prévues par la Banque Mondiale.....	70
Figure II.5. 5 : Une figure type du projet “Desertec”.....	73
Figure II.7.1 : Concentrating Solar Power (CSP) – 7200 MW(Source : Sonalgaz).....	100
Figure II.7.2: Photovoltaïque – 2800 MW(Source : sonalgaz).....	100
Figure II.7.3: éolien – 2800 MW(Source : sonalgaz).....	100
Figure III.8.1 : les indicateurs de production d'électricité renouvelables (Source : IRENA analysis).....	117
Figure III.8.2 : le facteur de capacité pour une centrale cylindroparabolique de 100MW avec stockage(Source : Turchi,2010a).....	120
Figure III.8. 3 : le cout total des centrales cylindroparaboliques réalisées où en constructions entre 2010 et 2011 (Source : IRENA analysis).....	122
Figure III.8.4 : La répartition des coûts de capital des deux centrales CSP proposées en Afrique du Sud (une à capteurs cylindroparaboliques et l'autre une tour solaire).....	122
Figure III.8.5 : réduction des couts pour une centrale cylindroparaboliques de 100MW.....	124
Figure III.8. 6 : réduction des couts pour une tour solaire de 100MW(Source :Fichtner ,2010 et Hinkley,2011).....	125
Figure III.8. 7: les couts opératoires et de maintenances pour les centrales cylindroparaboliques et les tours solaires (Source :Fichtner ,2010).....	127
Figure III.8. 8 : relation entre le DNI et le multiple solaire (heurs a pleine charge) (Source :Trieb,et al.,2009).....	128

Liste des figures

Figure III.8.9 : l'évolution des couts des composantes avec l'évolution de la capacité du centrale cylindroparaboliques (source : kistner, 2009).	132
Figure III.8.10 : prévision pour des réductions des couts des centrales cylindroparaboliques et des tours solaires (source : hinkley, 2011).....	138
Figure III.8.11 :l'évolution des couts de CSP et la courbe d'expérience (source : Hayward, 2011).....	139
Figure III.8. 12 : le LCOE des centrales CSP en fonction de DNI(Source : A.T.Kearneyet ESTELA,2010).....	142
Figure III.8. 13 : le LCOE d'une centrale cylindroparaboliques de 100MW en fonction de champ solaire et le stockage thermique (Source :Anders,2005).....	143
Figure III.8.14 : les estimations de LCOE pour les centrales (cylindroparaboliques et tour solaire) (Source: IRENA analysis).....	146
Figure III.8.15 : les réductions des LCOE Pour les centrales cylindroparabolique et tour solaire en Afrique du sud (Source: Fichtner, 2010.).....	146
Figure III.8. 16 :la reduction de LCOE pour les centrales CSP en 2025(Source : A.T.Kearneyet ESTELA,2010).....	147
Figure III.8.17 : le LCOE dans une centrale cylindroparabolique entre 2011 et 2015 (Source : IRENA Analysis 2012).....	149
Figure III.8. 18 : le LCOE d'un tour solaire entre 2011et 2015.....	150
Figure III.9.1 : analyse du potentiel de développement d'un secteur équipementier local, par scénario de développement du marché.....	157
Figure III.9.2 : estimation de la proportion des composants susceptible d'être fabriqué dans les pays de la région MENA sur dix ans.....	160

Problématique

Le soleil envoie dans l'espace une énergie qui est au niveau de la terre de l'ordre de 1300 W/m^2 . Une fois l'atmosphère traversée, la terre reçoit au niveau du sol à la verticale à midi, dans le cas idéal d'un temps clair et sec, de l'ordre de 1000 W/m^2 . Au niveau mondial, compte-tenu de l'ensoleillement réel, l'énergie solaire reçue au sol en moyenne annuelle se monte à environ 75 000 GTep ou 0,9 milliards de Twh. Cette énergie représente 6000 fois la consommation mondiale annuelle actuelle d'énergie (12,5GTep).[1]

Au niveau local le potentiel solaire algérien figure parmi les plus importants du monde. Plus de 2.000.000 km^2 du pays reçoivent un ensoleillement de l'ordre de 2.500 $\text{KWh/m}^2/\text{an}$. La répartition de la ressource solaire dans le monde nous montre l'exceptionnel gisement solaire du Sahara qui constitue un atout considérable dans le cadre d'une alternative énergétique solaire inéluctable.

L'électricité solaire thermodynamique à concentration a le plus grand potentiel et les meilleures caractéristiques pour convertir les rayons solaires en électricité. Les centrales solaires thermodynamiques à concentration permettent de dispatcher efficacement l'énergie, de répondre précisément aux courbes de demande en énergie et peuvent en outre venir en appui à d'autres énergies renouvelables intermittentes. C'est la raison pour laquelle nous sommes intéressées à cette technologie.[2]

Dans notre travail, nous nous sommes posés à un certain nombre de questions telles que :

1- Quel est la situation actuelle de marché électrique en Algérie ? Et pourquoi cette orientation vers les énergies renouvelables et spécialement la voie solaire ?

2- pourquoi la technologie CSP et quelles sont les avantages de cette dernière ?

3- Quelle est la situation actuelle de CSP dans le marché mondiale et régionale ?

4- à partir d'une analyse comparative de différents types de CSP, quel est le type le plus adéquat pour l'Algérie ?

5- Quelles sont les opportunités de cette technologie pour le secteur électrique en Algérie ? A quel point elle peut modifier la structure énergétique du pays ?

Les réponses à ces questions se confrontent aux deux hypothèses suivantes:

-La baisse du prix des énergies renouvelables va favoriser la rentabilité économique et financière à moyen et à long terme de la plus part des filières des énergies renouvelables et en particulier le CSP solaire par rapport aux services fournis par les énergies fossiles.

-L'Algérie ainsi que les pays développés continueront d'apporter un appui aux plans institutionnels, financier, et politique pour lancer leurs programmes sur les énergies renouvelables et des mesures d'efficacités énergétiques dans le but de faire face aux problèmes de raréfactions des ressources fossile ,de la sécurité énergétique et des changements climatiques .

L'énergie solaire thermodynamique est l'une des valorisations du rayonnement solaire direct. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température et produire ainsi de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels. Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent une grande variété de systèmes disponibles tant au niveau de la concentration du rayonnement, du choix du fluide caloporteur ou du mode de stockage.[3]

Pour la génération d'électricité, deux méthodes ont été privilégiées: le photovoltaïque (PV) et le solaire thermique à concentration. Notre travail s'intéresse au CSP, il présente aussi des comparaisons avec les diverses méthodes de production d'énergie, en particulier avec le PV, concurrent/complémentaire dans le domaine du solaire.

Selon les résultats d'une enquête [4] réalisée par CSPToday, environ 62% des répondants estiment que la technologie CSP sera la technologie dominante en Afrique du Nord et approximativement, 53% prédisent les mêmes résultats au Moyen Orient .Quant a la question portant sur les plus grands défis à relever dans le cadre de l'exportation vers l'Europe, 50 % ont identifié la coopération politique tandis que 42% citent les difficultés liées à la transmission d'énergie. Les 13 km de Mer Méditerranée séparant l'Espagne du Maroc font de ce dernier un candidat idéal pour la réalisation de cette ambition ; le Maroc important 96% de ses besoins en énergie, est donc un partenaire avide de devenir énergétiquement indépendant.

La génération d'électricité par des installations solaires à concentration (Concentrating Solar Power, CSP en anglais) est présentée de nos jours comme une voie d'avenir pour produire de l'électricité renouvelable.

Nous aborderons dans ce travail de recherche trois parties suivantes :

-la première partie sera consacrée à l'exploitation du potentiel solaire par la technologie CSP ou nous présenterons dans le chapitre 1 : le gisement solaire, le chapitre 2 : le secteur électrique national, chapitre 3 : présentation de la technologie CSP et le chapitre 4 cette partie sera une comparaison entre le CSP avec le photovoltaïque plus une comparaison entre les quatre grandes techniques de CSP (les cylindro-paraboliques, Les installations à tour, le Collecteurs Fresnel CLFR, Les cycles "Stirling) en mettant l'accent sur les expériences précédentes et les obstacles rencontrés dans l'exploitation de cette ressource afin de proposer le type de la technologie le plus adéquat pour l'Algérie.

-la deuxième partie est divisée en trois chapitres : chapitre 5 : Le solaire à concentration (CSP) dans le programme national des énergies renouvelables, et les programmes transnationaux, chapitre 6 sur le benchmark et chapitre 7 sera : La stratégie de développement des énergies renouvelables selon SONELGAZ

-la troisième partie sera consacrée à une analyse comparative des coûts du kWh d'électricité produit par les types sélectionnés de CSP, parce qu'il est indispensable de connaître le coût du CSP et les contraintes liées à sa mise en œuvre dans le chapitre 8, et une étude des impacts socio-économiques et écologiques du Déploiement Elargi du CSP dans le chapitre 9 de cette dernière partie.

Nous terminons ce travail par une conclusion générale sur la technologie CSP

Introduction

Cette partie sera consacrée à l'exploitation du potentiel solaire par la technologie CSP ou nous présenterons dans le chapitre 1 : le gisement solaire ou nous démontrons par les données chiffrés le grand gisement solaire algérien ,ensuite le chapitre 2 :une présentation du consommateur .Le chapitre 3 donne une présentation de la technologie CSP et enfin le chapitre 4 de cette partie sera une comparaison entre le CSP avec le photovoltaïque plus une comparaison entre les quatre grandes techniques de CSP(les cylindroparaboliques, Les installations à tour, le Collecteurs Fresnel CLFR, Les cycles "Stirling) en mettant l'accent sur les expériences précédentes et les obstacles rencontrés dans l'exploitation de cette ressource afin de proposer le type de la technologie le plus adéquat pour l'Algérie.

Les énergies renouvelables en Algérie est fortement dominé par le solaire, donc cette avantage de l'abondance de cette ressource va encourager le pays de lancer des projets ou bien des programmes pour l'exploiter. Dans notre travail nous s'intéressons à la technologie de CSP pour la génération de l'électricité.

Chapitre1 :Le Potentiel solaire

Introduction

Les études faites par le Centre Aéronautique et Spatial Allemand (DLR) montrent que l'implantation de centrales thermiques solaires (Concentrating Solar Power, CSP) sur moins de 1% de la surface désertique de la région l'Afrique du nord et le moyen orient « MENA » produirait assez d'électricité et d'eau pour l'EU-MENA.[5]

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Dans ce chapitre, nous allons étudier la répartition du potentiel solaire dans le monde et en particulier l'Algérie.[6]

1-Gisement Solaire dans le Monde

Le solaire a concentration nécessite un ensoleillement direct élevé et un faible taux d'humidité ; il est particulièrement adapté au sud-ouest américain, au Moyen-Orient, en Afrique du nord, au pourtour méditerranéen, aux déserts d'Australie ou du Chili. Les Etats-Unis et l'Espagne sont actuellement les deux marches les plus importants et les plus attractifs. Des tentatives récentes de tracer la carte de la ressource DNI dans le monde ont été accomplies en se basant sur des données satellites. Les régions désertiques du globe (Grand Sahara, Sud-ouest des Etats-Unis d'Amérique, Australie, Afrique du Sud) recevant jusqu'à $2900 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ de rayonnement direct fournissent largement la surface nécessaire à une production massive d'énergie par les technologies à concentration[7]. Nous pouvons illustrer la répartition de gisement solaire mondiale dans la figure I.1.1

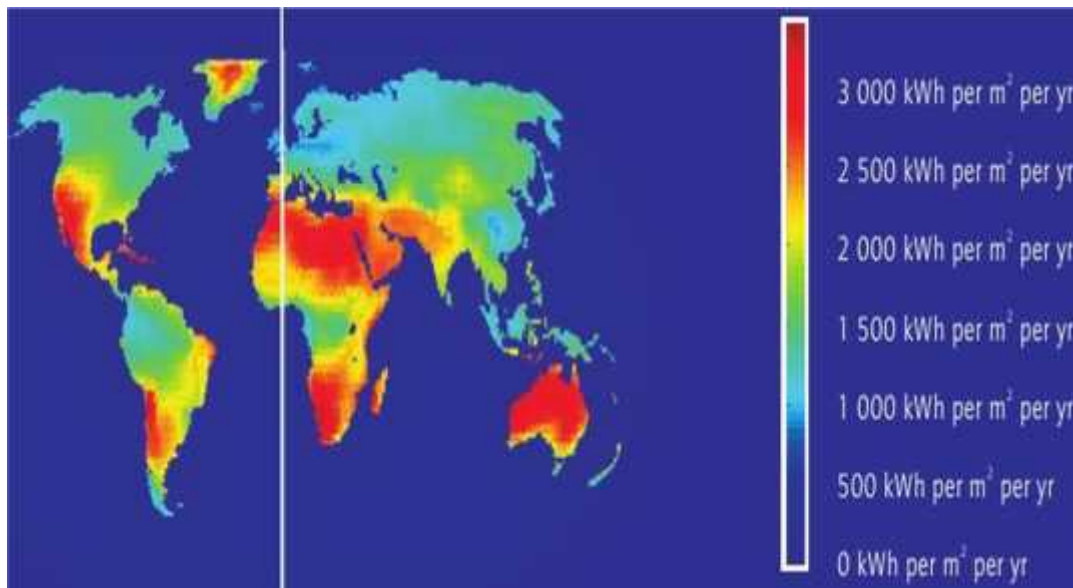
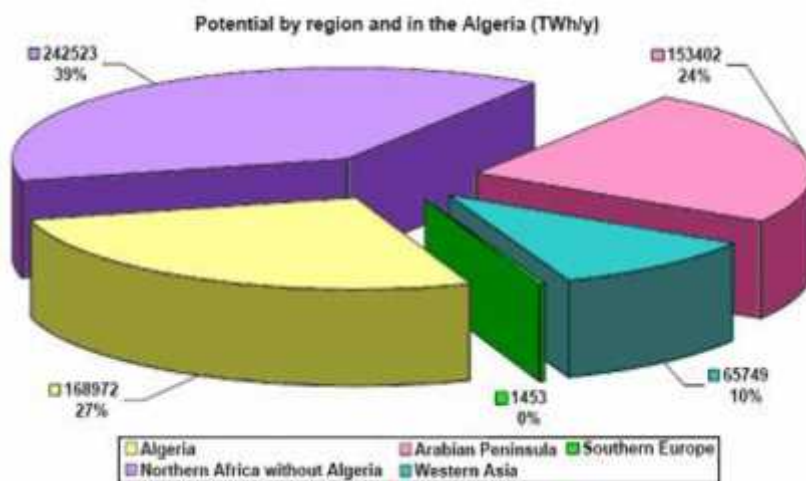


Figure I.1.1 : Distribution du Gisement Solaire du monde [7]

Les pays du Maghreb ont un potentiel solaire élevé. Les taux d'irradiation solaire effectués par satellites par l'Agence Spatiale Allemande (DLR), montrent des niveaux d'ensoleillement exceptionnels de l'ordre de $1200 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ dans le Nord du Grand Sahara. Par contre, les meilleurs taux d'irradiation solaire en Europe sont de l'ordre de $800 \text{ kWh/m}^2/\text{an}$ limités à la partie sud de l'Europe. [8]

Suite à une évaluation par satellites¹, l'Agence Spatiale Allemande (ASA) a conclu, que l'Algérie représente le potentiel solaire le plus important de tout le bassin méditerranéen, soit: 169.000 TWh/an pour le solaire thermique, $13,9 \text{ TWh/an}$ pour le solaire photovoltaïque et 35 TWh/an pour l'éolien. La répartition du potentiel solaire par région climatique est schématisée dans la figure I.1.2 :

¹ L'Electricité Photovoltaïque : Principes et Applications', Rapport Technique, Total Société, 2006.



Source : L'Electricité Photovoltaïque : Principes et Applications', Rapport Technique, 2006.

Figure I.1.2 : Présentation des ratios du potentiel solaire de l'Algérie par rapport aux Pays de l'Afrique du Nord, des Pays du Moyen Orient et des les Pays Méridionaux de l'Europe

2-Le gisement solaire Algérien

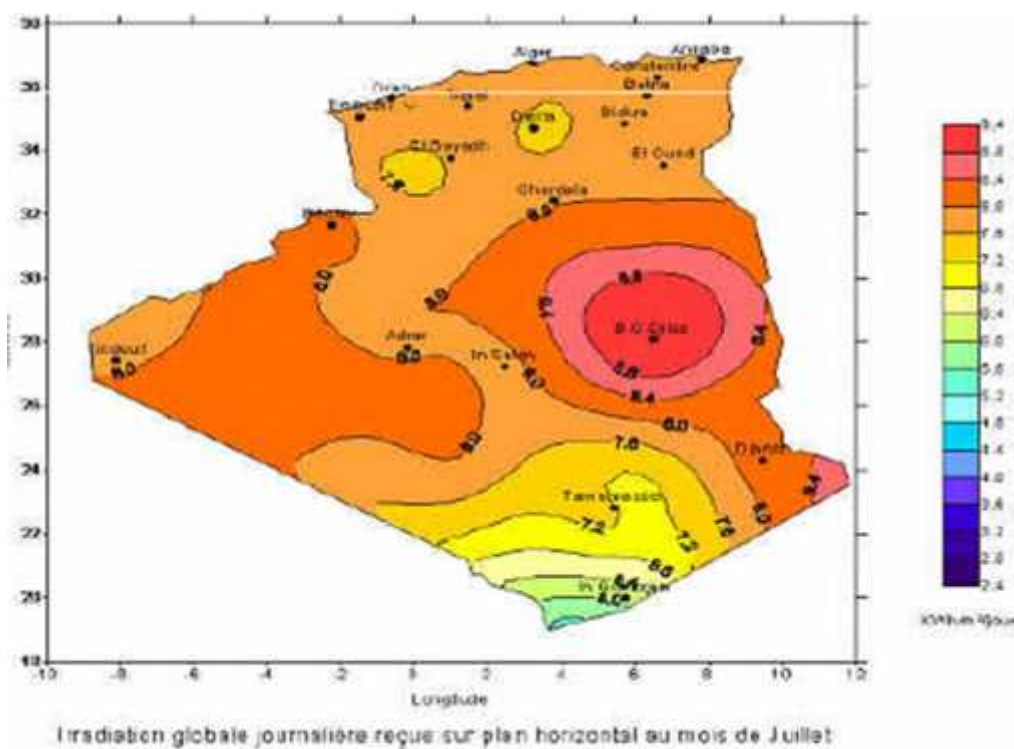
L'ensoleillement annuel moyen est évalué à 2000 heures, avec une moyenne d'ensoleillement de 6,57 kWh/m²/jour. Avec un territoire composé de 86% de désert saharien et de par son positionnement géographique, l'Algérie possède le champ solaire le plus important au monde. Si on devait comparer le solaire au gaz naturel, le potentiel solaire algérien est équivalent à un volume de 37 000 milliards de mètres cubes, soit plus de 8 fois les réserves de gaz naturel du pays, à la différence que le potentiel solaire est renouvelable, contrairement au gaz naturel. La répartition du potentiel solaire national est mentionnée dans le tableau I.1.1 [8]

Tableau1.1.1 : le potentiel solaire algérien en chiffres et selon la localisation.

Regions	Cote	H. Plateaux	Sahara
Superficie (%)	4	10	86
Durée moyenne d'ensoleillement (Heures/an)	2650	3000	3500
Énergie moyenne reçue (KWh/m2/an)	1700	1900	2650

Source : d'après NEAL

Selon les deux cartes graphiques ci-dessous, nous pouvons détecter les zones les plus ensoleillées en Algérie à partir des taux d'irradiation journalière au mois de décembre et le mois de juillet



Source : le graphique du ministère d'énergies et des mines

Figure I.1.3 : irradiation journalière sur le plan horizontal au mois de juillet

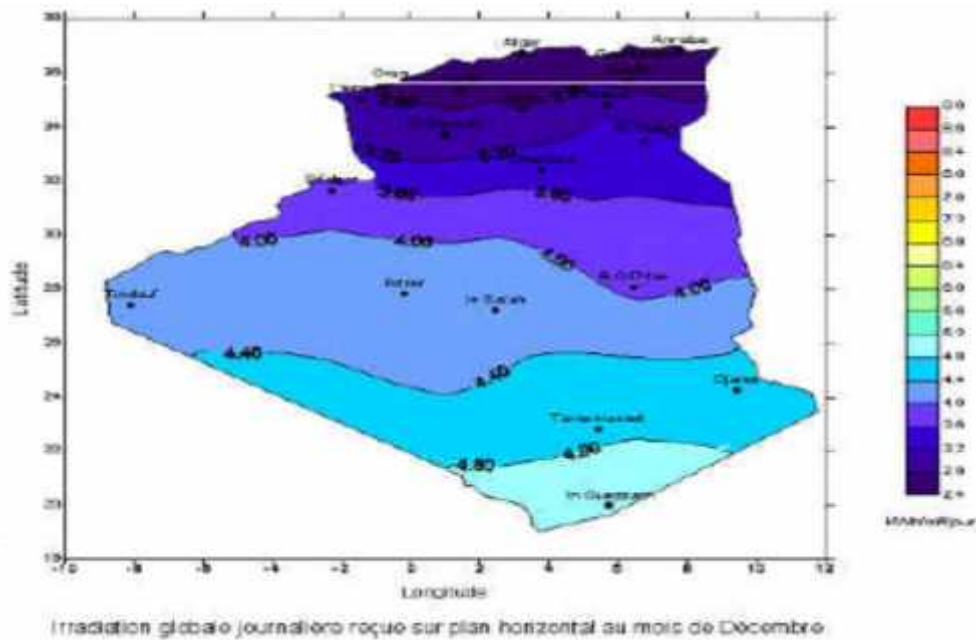


Figure I.1. 4 : irradiation journalière sur le plan horizontal au mois de décembre(Source graphique mem)

Conclusion

Face au double défi climatique et énergétique, et avec la dépendance absolue au gaz dans le domaine de production d'électricité, l'Algérie doit s'orienter vers les énergies renouvelables, parce qu'elles dépendent moins de stocks finis et parce qu'elles présentent des avantages environnementaux importants (faible pollution atmosphérique et faibles émissions de gaz à effet de serre (GES) .Pour notre pays le solaire apparait comme un choix stratégique a cause de l'abondance de cette ressource solaire classé parmi le plus grand gisement au monde.

Chapitre 2: Présentation Générale du secteur de l'électricité en Algérie

Introduction

Tous les pays de la région de l'Afrique du nord vont connaître une augmentation considérable de la consommation d'énergie et plus particulièrement de la demande d'électricité à l'horizon 2020 (Figure I.2. 1). Selon les prévisions de l'Union Arabe de l'Electricité, la demande maximum d'électricité va connaître des taux de croissance dans tous les pays de la région entre 2011 et 2020[8].

En Algérie, les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m³ en 2020 et 55 milliards de m³ en 2030. À ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale. Il est attendu que la demande en énergies primaires double d'ici 2020 et triple d'ici 2030 ; et que la demande en électricité quadruple à horizon 2030. La figure I.2.1 montre bien l'évolution de la demande électrique dans la région de l'Afrique du nord

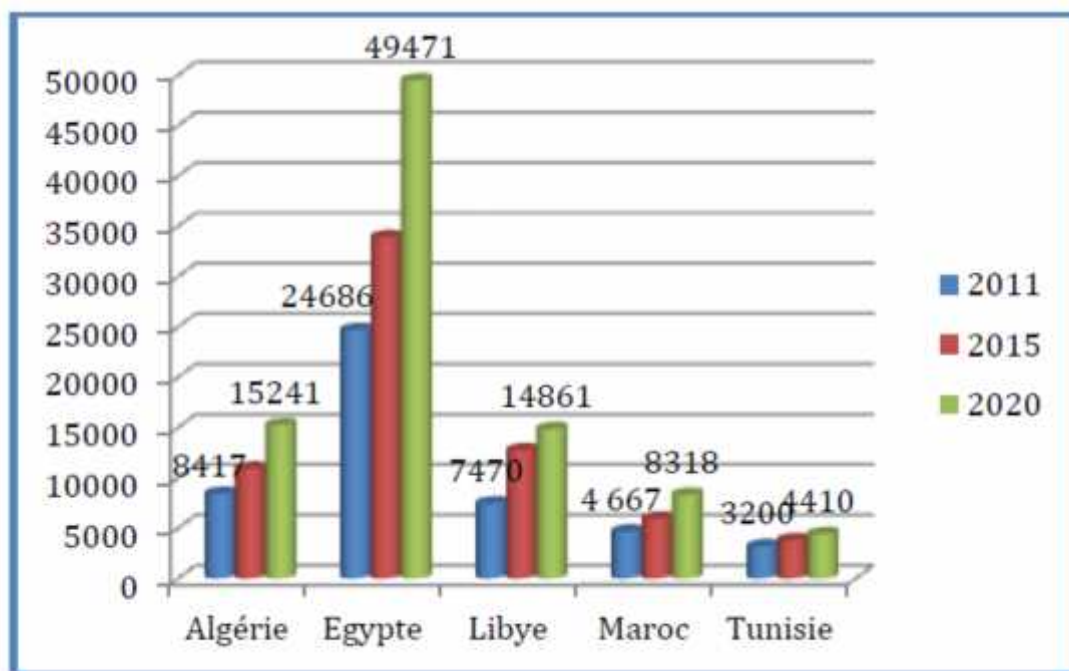


Figure I.2. 1: Evolution de la demande électrique dans des pays de la région (Afrique du nord) 2011-2020 [8]

Le secteur de l'électricité en Algérie se caractérise par une part importante du gaz naturel pour la production d'électricité, avec des capacités marginales des énergies renouvelables pour la consommation finale.

1-La demande électrique [9]

Si on prend le début du mois d'août 2011, la demande algérienne d'électricité ¹a atteint un record de 8 746 MW (mégawatts), en enregistrant une hausse d'environ 1 000 MW par rapport au pic d'été de l'année 2010, soit l'équivalent d'une centrale électrique de forte puissance. Cette forte augmentation de la demande d'électricité est une conséquence directe du changement des habitudes de consommation, notamment du fait de l'utilisation de plus en plus répandue de la climatisation. Cela se manifeste également par le déplacement de la pointe de consommation de l'hiver vers l'été.

La hausse de la demande dans des proportions imprévues conjuguée à l'importante indisponibilité de capacités de production et aux retards accusés dans le renforcement de l'infrastructure ont conduit à l'exploitation du système électrique aux limites, dégradant ainsi la qualité de service rendu aux clients. La satisfaction de la demande n'a pas toujours été assurée et le recours à des délestages de charge a été parfois nécessaire. Les coupures ont particulièrement affecté la région sud-est du pays, suscitant le mécontentement de la population.

2-La prévision de la demande : un préalable à la planification de l'offre[9]

Selon l'AIE, la part de l'énergie électrique a représenté en 2009 17,3 % de la consommation mondiale (Key world energy statistics International Energy Agency IEA). L'électricité est donc un bien de consommation indispensable pour le bien-être des populations et le développement économique. Vu son importance, il est vital pour un pays d'assurer l'accès à ce bien et de garantir la continuité de sa fourniture.

Du fait de son caractère non stockable, l'offre doit pouvoir satisfaire la demande à tout moment. Le système électrique est, en quelque sorte, piloté par la consommation. La demande d'électricité, reflet de l'activité économique et sociale du pays, présente un caractère

¹ Lettre d'information de la CREG "équilibrés"

globalement prévisible, mais avec une marge aléatoire notable. Elle se trouve influencée, même à court terme, par de multiples facteurs dont le principal est d'origine météorologique.

A- Le facteur météorologique

En Algérie, ces dernières années, la hausse des températures en été se traduit par une surconsommation pouvant aller jusqu'à plusieurs centaines de MW comme le montre la figure I.2.2 suivante qui compare la consommation journalière d'une journée ouvrable de juillet à une journée similaire d'avril.

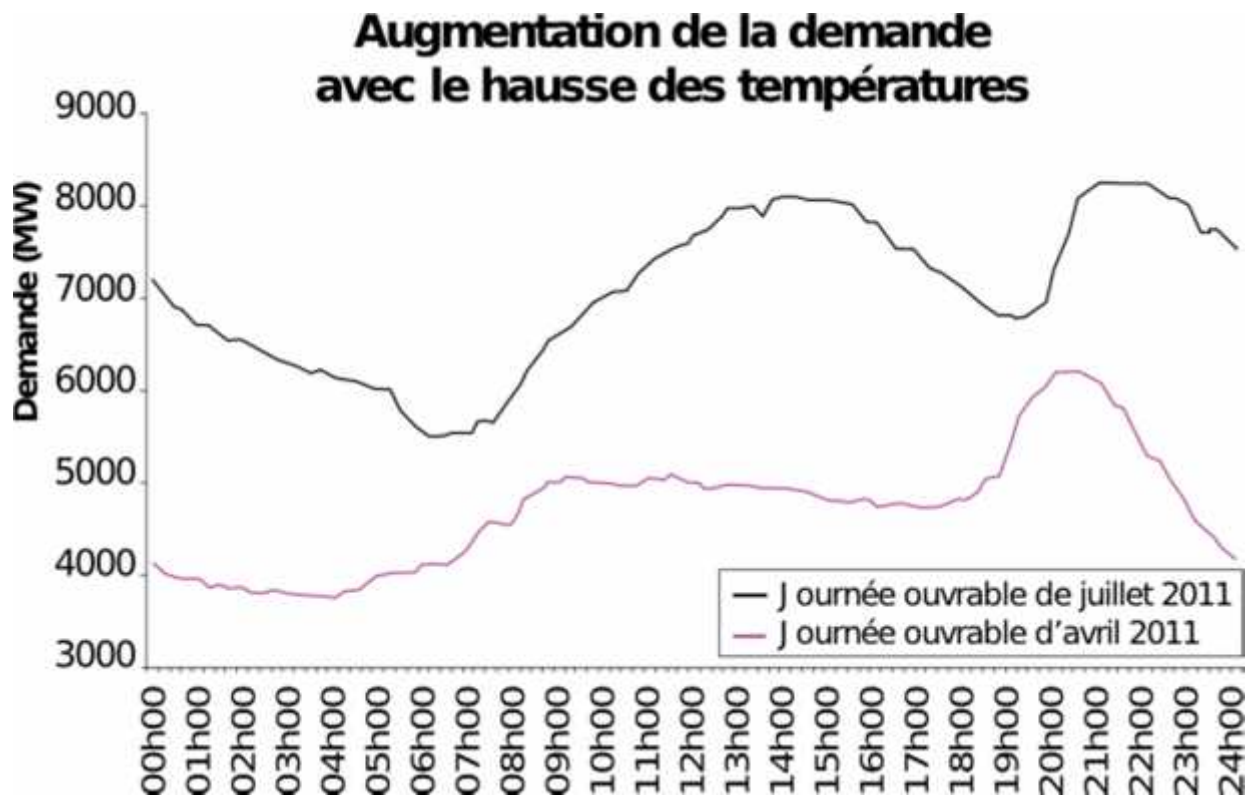


Figure I.2.2 : Augmentation de la demande avec la hausse des températures [9]

L'équilibre offre-demande doit être assuré à tout moment dans les meilleures conditions de coût et de sécurité. A cet effet, il est nécessaire de définir : - à très long terme, les choix en matière de filières de production et l'établissement d'une bonne vision de la politique énergétique ; - à moyen et long terme, les choix relatifs à la construction d'équipements en moyens légers pour les besoins de pointe et en moyens lourds pour les besoins de base ; - à très court terme, les programmes d'entretien ainsi que la conduite du système en temps réel.

La préparation de ces décisions nécessite, pour chacun de ces horizons, une description précise des perspectives d'évolution de la demande d'électricité. Selon l'horizon de la prévision, les méthodes utilisées pour son élaboration changent ainsi que les paramètres qui influencent l'évolution de la demande. La prévision à court terme et à moyen terme implique la prise en compte de phénomènes qui, sur le long terme, vont devenir négligeables (variations climatiques, fluctuations de la conjoncture économique). Elle correspond à une logique et donc à des modèles bien spécifiques.

D'une manière générale, la consommation d'électricité varie en fonction des paramètres suivants :

- 1-la consommation et ses trois cycles : annuel, hebdomadaire et journalier,
- 2- les variations économiques, sociales et démographiques : prix, taux d'occupation des logements (TOL), équipement en matériels (réfrigérateurs, TV, climatisation, ventilation...)
- 3- la température dont les variations se traduisent par des modifications de l'utilisation du chauffage électrique en hiver ou de la climatisation en été.

B -Changement des habitudes de consommation[9]

L'élaboration des prévisions de la demande devient une tâche de plus en plus difficile du fait des incertitudes liées aux facteurs utilisés pour son élaboration, notamment ceux liés au changement des habitudes de consommation.

En Algérie, ce changement reflète une sensibilité de plus en plus forte du consommateur aux hausses de températures. Ce changement transparaît à travers les mutations visibles sur les courbes de charge annuelle et journalière d'été. Le pic de consommation annuel qui, historiquement est atteint en hiver, s'est déplacé vers l'été en 2009, année où la pointe de l'été a dépassé celle de l'hiver de 5,1%, comme c'est montré dans la figure I.2.3

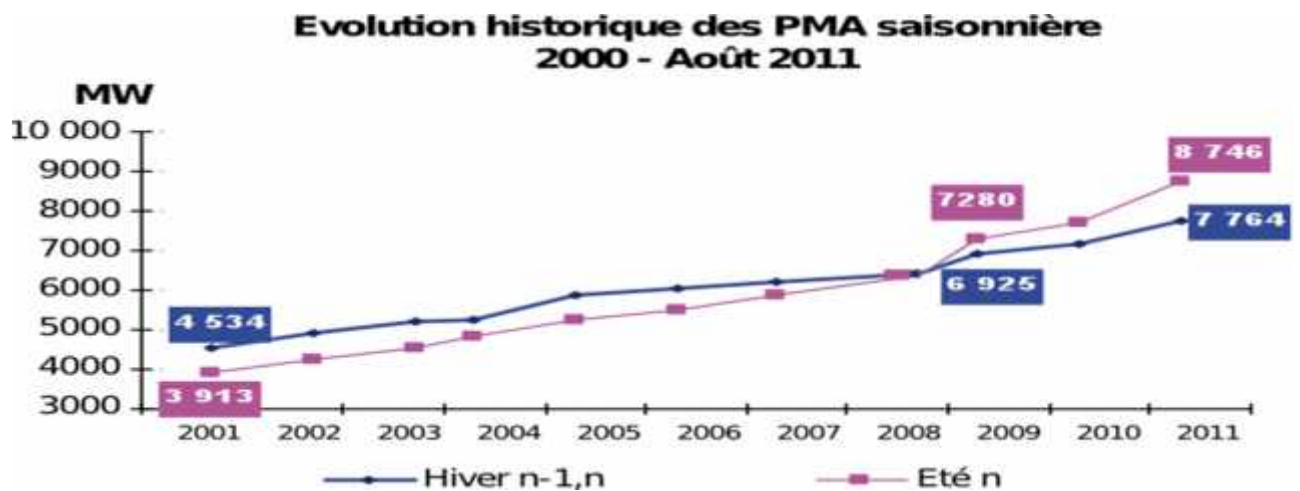


Figure I.2. 3 : Evolution Historique des PMA (puissances maximales appelées) saisonnière 2000-Aout 2011[9]

Le changement de la structure de la courbe de charge journalière en été, avec l'apparition d'une pointe de charge matin de même importance que celle du soir, constitue la seconde transformation. La figure I.2.4 met en évidence ce phénomène en comparant une courbe de charge d'une journée de juillet 2011 à celle d'une journée de juillet 2002.

Il est intéressant de souligner à ce niveau que depuis l'apparition de l'été comme période de forte demande, la période d'entretien des unités de production s'est fortement compressée. Alors qu'elle s'étalait auparavant sur plusieurs mois, elle est maintenant circonscrite aux saisons de faible consommation : printemps et automne.



Figure I.2.4 : Evolution de la forme de la courbe de charge journalière en été [9]

La hausse de la demande en été observée ces dernières années peut être raisonnablement expliquée par le recours de plus en plus généralisé à la climatisation. En effet, une simple comparaison des PMA (puissances maximales appelées) fait ressortir un écart de plusieurs centaines de MW entre deux journées différenciées seulement par un changement de température. A titre d'exemple : suite à une baisse sensible de la température (A titre illustratif, à Alger, Sétif et Biskra, les températures atteintes à 21 h sont passées respectivement de 26 °C, 27 °C et 37 °C le dimanche 7 août 2011 à 23 °C, 19 °C et 32 °C le mercredi 10 août 2011.), l'appel de puissance durant le pic de consommation a diminué de 1 117 MW entre le dimanche 7 et le mercredi 10 août 2011 selon la figure I.2.5.

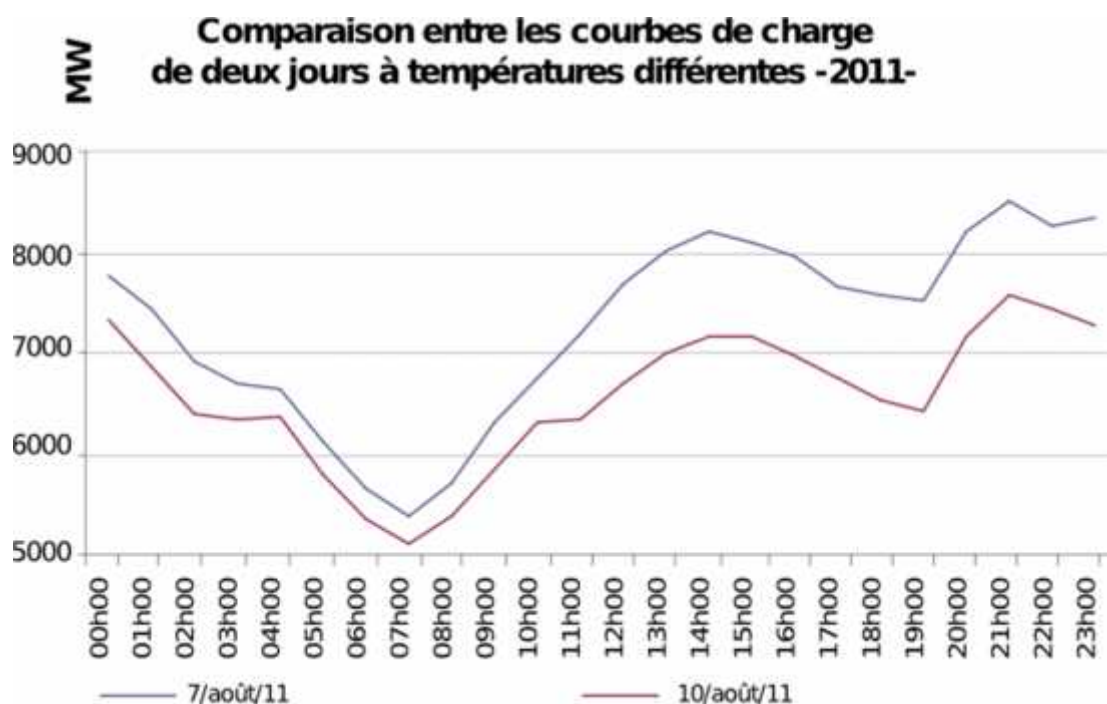


Figure I.2.5 : comparaison entre les courbes de charge de deux jours à températures différentes -2011[9]

Les facteurs qui ont fait que la consommation d'électricité pour l'usage de la climatisation augmente d'une manière spectaculaire seraient

- les changements dans la culture de confort et l'idée qu'il peut contribuer à une meilleure productivité,
- l'inondation du marché de la climatisation avec des unités inefficaces à prix bas,
- le manque de sensibilisation du consommateur au surcoût inhérent à l'utilisation de cet appareil .

Le dernier recensement général de la population et de l'habitat (RGPH, 2008) donne un taux de climatisation de 13,8%, soit une part de consommation de cet usage dans le secteur résidentiel de près de 4,8% en 2008. Cet usage sur une durée moyenne de seulement 4 mois fait apparaître une part significative dans la pointe ; en 2010, sa part a été estimée à 13% de la PMA de la courbe de charge.

Les estimations de l'AIE (Agence internationale de l'énergie) montrent que près de 9% de la consommation d'électricité des ménages sont dus à la climatisation.

Aux Etats-Unis et au Japon, la proportion de maisons avec climatiseur est supérieure à 80%. La possession et l'utilisation des climatiseurs sont également en croissance en Europe, en particulier en France, Grèce, Italie et Espagne.

Ces niveaux de taux d'équipement en climatisation montrent que l'Algérie est encore loin de la saturation et que la pénétration de cet usage est une donnée fondamentale qu'il faudra prendre en compte dans l'établissement des prévisions.

Consciente de la nécessité d'intégrer ce paramètre, la CREG élabore ses prévisions en utilisant l'évolution de cet usage par "la méthode d'usage" appliquée au secteur résidentiel. Cette méthode est la plus efficace pour la prise en compte des nouvelles technologies, cependant elle exige des données détaillées pour chaque usage. Le recours à des estimations constitue, au stade actuel, la solution idoine pour palier l'indisponibilité d'avoir ces données. Cette méthode permettra de mieux appréhender la consommation future de cet usage dans le but de dimensionner le parc de production.

3-Gestion du système électrique en période tendue[9]

La gestion du système électrique nationale se confronte à plusieurs difficultés tels que :

A- La difficulté de prévoir la demande, même à très court terme, ne constitue pas l'unique défi auquel est confronté le gestionnaire du système production transport de l'électricité (SPTE) (Un article consacré aux missions et attributions de l'OS, gestionnaire du SPTE, a été publié dans Equilibres n° 7 de novembre 2009). En effet, le système électrique, de par sa nature, est en permanence soumis à différents aléas. Pour maintenir un fonctionnement satisfaisant du système malgré les aléas qui pèsent

sur lui, des marges de sécurité sont prises systématiquement, depuis le développement jusqu'à l'exploitation.

En pratique, pour faire face aux incidents majeurs et limiter leurs conséquences, le gestionnaire du système en collaboration avec le gestionnaire du réseau de transport, les producteurs et les distributeurs adoptent des mesures curatives et installent des automates spécifiques qui constituent le plan de défense du système électrique.

B- Cependant, malgré toutes les mesures prises au stade de sa planification, l'exploitation du système production- transport en temps réel se fait, parfois, aux limites. De telles situations dégradées résultent notamment :

- de l'insuffisance de capacité de production,
- des surcharges sur des ouvrages de transport,
- de la dégradation du plan de tension. Dans pareils cas, la maîtrise de la consommation, par recours au délestage, constitue une parade à un écroulement partiel ou même total du système.

C- L'identification du besoin d'un recours au délestage peut intervenir à des horizons temporels différents :

- En gestion prévisionnelle: par exemple au vu d'un déséquilibre inéluctable entre production et consommation du fait d'une insuffisance identifiée à l'avance de production disponible. Dans ce cas, une prévision du volume de délestage nécessaire et la préparation de sa mise en œuvre peuvent être effectuées ;
- en infra-journalier : quelques heures ou dizaines de minutes à l'avance (identification d'une impossibilité de passage d'une pointe de consommation, perte d'une unité de production ou d'un ouvrage de transport...). La préparation du délestage (volume à délester, localisation) est encore possible ;
- en temps réel, la mise en œuvre du délestage peut se faire : - d'une manière automatique (relais de délestages fréquence métriques...), sans intervention des opérateurs ; - par action volontaire des opérateurs, ce qui implique des temps de mise en œuvre se chiffrant à plusieurs minutes.

En Algérie, l'OS est, au titre de la loi 02-01, responsable de l'équilibre des flux d'énergie sur le Réseau de transport. Ceci implique : - d'assurer l'équilibre permanent production-consommation ; - de maîtriser les flux de puissance dans les ouvrages de transport en restant dans les limites de leurs capacités de transit ; - de maintenir un plan de tension acceptable du point de vue du fonctionnement du système et des installations des utilisateurs raccordés au réseau de transport.

Dans des situations de fonctionnement dégradé, et lorsqu'il n'est plus possible d'atteindre ces objectifs, l'OS engage une démarche de dernier recours qui consiste à délester volontairement une partie de la consommation, dans le respect des dispositions réglementaires (Paragraphe III.6.5.7 de l'arrêté du 21 février 2008 fixant les règles techniques de raccordement au réseau de transport de l'électricité et les règles de conduite du système électrique.).

Théoriquement, le délestage a pour but, en réduisant très rapidement le niveau de consommation alimentée, d'éviter les chutes de fréquence, l'effondrement de tension ou des cascades de déclenchements. Le délestage permet donc, en acceptant de mettre hors tension volontairement et de manière contrôlée une partie de la consommation, d'éviter des coupures beaucoup plus profondes, voire un black-out. Le délestage peut ainsi répondre à un double objectif : - assurer l'équilibre production-consommation, - maîtriser et contenir les flux sur les ouvrages du réseau de transport.

Mais concrètement, les distributeurs procèdent au délestage des volumes de charges demandés par l'OS, en se basant sur les quantités de charge prédéfinies et arrêtées en commun accord avec ce dernier. De même, ils procèdent autant que faire se peut par délestage tournant de manière à répartir la gêne entre les utilisateurs du réseau. Les services de santé, de sécurité devront être préservés dans tous les cas. En définitive, au-delà de la gêne qu'il cause pour les consommateurs, le délestage constitue une mesure de sauvegarde du système électrique.

L'Algérie vit actuellement l'une des plus fortes hausses de consommation électrique de la région : en 2012, la demande a augmenté de 14,5% en glissement annuel, l'année précédente c'est une hausse de 14% qui avait été enregistrée. Sonelgaz, estime que la demande pourrait s'approcher à 20 000 MW en 2017. Selon toujours Sonelgaz, l'infrastructure algérienne serait actuellement en mesure de supporter une demande de 9700 MW, mais les températures particulièrement élevées ces dernières années en juillet et août ont

entraîné des pics de consommation, donc des nouvelles investissements dans le secteur électrique [10] sont obligatoires. Selon la CREG (bulletin des énergies renouvelables)

4- Structure de la production d'électricité [11]

La quasi-totalité de la production ²d'électricité en Algérie repose sur les combustibles fossiles (99,6%). Les ressources renouvelables assurent le complément et se répartissent entre l'hydroélectricité (0,4% du total) et le solaire (0,01% du total) comme le montre

la figure I.2.6. La production hydroélectrique du pays a fortement diminué en 2010, après avoir atteint un pic de production en 2009. Elle présente en 2010 un niveau de production inférieur à celui observé en moyenne sur la période (2000-2010) (267GWh). La production d'électricité issue des combustibles fossiles ne se soucie pas des variations de la production hydroélectrique et croît de manière continue sur la période (5,6% par an en moyenne) voir la figure I.2. 7. La filière solaire recensée dans le pays depuis 2008 reste faible (4GWh).

L'Algérie a affiché sa volonté de recourir aux sources renouvelables pour produire son électricité. D'après le ministre de l'énergie et des mines, le pays a besoin d'investir jusqu'à 120 milliards de dollars dans les énergies renouvelables d'ici 2030 l'Algérie envisage de devenir leader en énergie verte et prévoit d'installer 22000 MW de puissance d'origine renouvelable entre 2011 et 2030.

A l'heure actuelle, deux projets ont été validés et sont en service depuis 2012 : une centrale hybride solaire/ gaz à HASSI R'MEL d'une capacité de 150 MW, et un parc éolien de 10MW à Adrar.

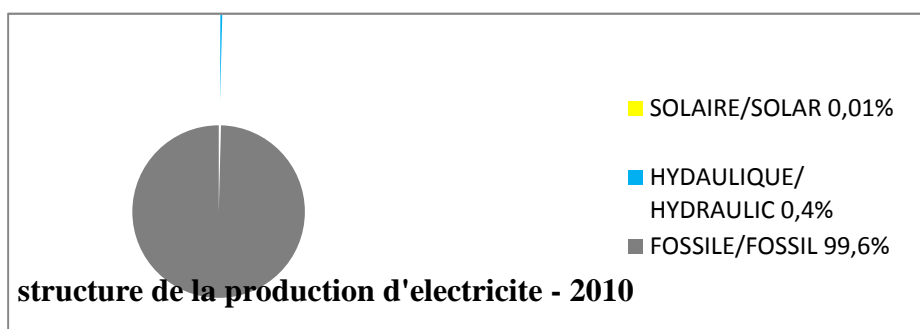


Figure I.2.6 : structure de la production d'électricité en 2010[11]

² EDF, observer (observatoire des énergies renouvelables), la production d'électricité d'origine renouvelable dans le monde, treizième inventaire édition 2011

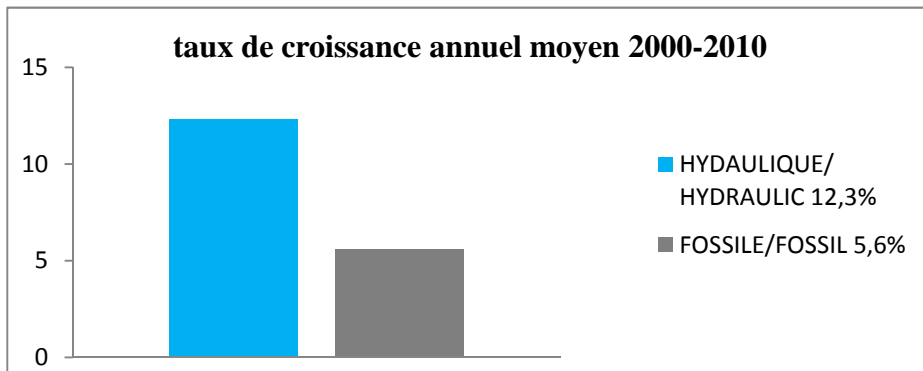


Figure I.2. 7 : taux de croissance annuel moyen 2000-2010[11]

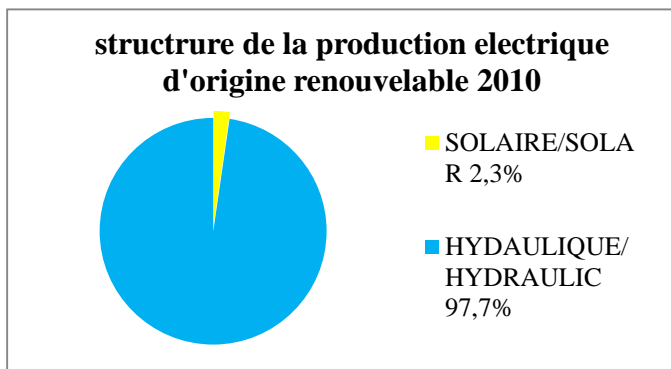


Figure I.2. 8 : structure de la production électrique d'origine renouvelable 2010 [11]

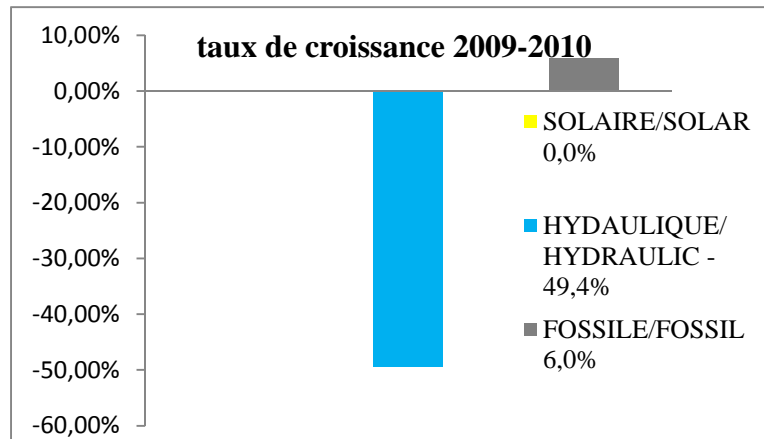


Figure I.2.9 : le taux de croissance de la production d'électricité 2009-2010[11]

Selon les données des figures I.2.8 et I.2.9, la part des énergies renouvelables reste très marginale dans le domaine de la production d'électricité avec un taux de croissance assez faible par rapport au fossile

Conclusion

L'impératif de satisfaire la demande nationale en gaz avec l'objectif de l'exporter, implique qu'on ne peut pas continuer au même rythme de produire de l'électricité à base de gaz, et avec le déclenchement d'alerte mondiale d'épuisement des ressources fossiles rendre l'orientation vers le développement des énergies renouvelables et en particulier le solaire étant donné son abondance en Algérie comme obligation. L'augmentation de la demande d'électricité et l'insuffisance de le satisfaire par l'ancien parc de production, les problèmes environnementaux et la sécurité énergétique constituent des autres arguments d'installer des nouvelles centrales de génération d'électricité et surtout d'origine renouvelable. Dans le chapitre suivant en va entamer une large étude sur la technologie CSP comme une nouvelle voie d'exploitation du gisement solaire nationale.

Introduction

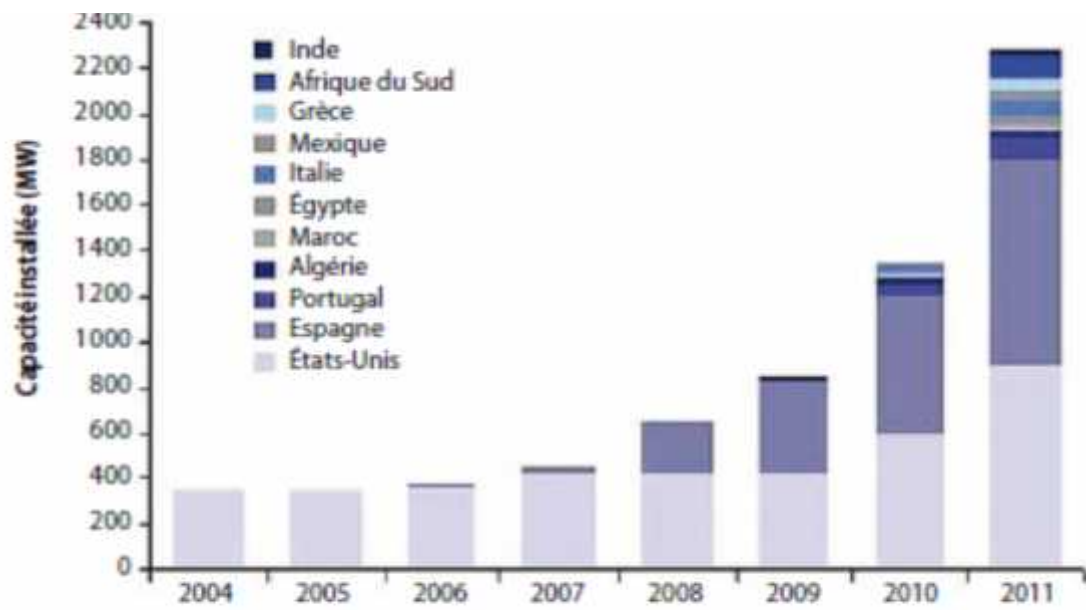
La solaire thermodynamique est l'une des valorisations du rayonnement solaire direct. Cette technologie consiste à concentrer le rayonnement solaire pour chauffer un fluide à haute température et produire ainsi de l'électricité ou alimenter en énergie des procédés industriels. Les centrales solaires thermodynamiques recouvrent une grande variété de systèmes disponibles tant au niveau de la concentration du rayonnement, du choix du fluide caloporteur ou du mode de stockage. Dans ce chapitre, nous allons présenter la technologie CSP à partir des principes de base de cette technologie ensuite les composantes d'une centrale CSP et les paramètres techniques enfin, nous abordons une étude des quatre types des centrales CSP. [3]

1. La technologie de CSP solaire [12]

A-Principes de base : Irradiation solaire et potentiel

L'irradiation solaire globale est constituée de l'irradiation directe et de l'irradiation diffuse. L'énergie solaire peut être utilisée pour un usage thermique direct, par exemple pour le chauffage, la cuisson, pour produire de l'électricité à partir des systèmes photovoltaïques (L'utilisation de l'irradiation directe et diffuse), et finalement pour produire de la chaleur puis de l'électricité à partir des systèmes thermiques à concentration. Ces derniers systèmes utilisant seulement l'irradiation directe¹, ils ne peuvent être installés que dans des zones fortement ensoleillées. Ainsi, un ensoleillement de 1 800 kWh/m²/an est le seuil minimum estimé nécessaire pour obtenir un rendement suffisant. Les mesures du gisement solaire ont concerné essentiellement, dans un premier temps, la durée d'ensoleillement. Avec l'avènement des technologies solaires modernes, l'évaluation du contenu énergétique a gagné de l'importance. Actuellement, les données sur le gisement solaire sont disponibles auprès des agences météorologiques nationales et internationales, des établissements chargés du développement des technologies solaires ainsi que des établissements de recherche. Les deux figures ci-dessous présentent les capacités installées et les projets en cours de l'année 2011

¹ PRISME : L'énergie solaire thermique à concentration, Institut de l'énergie et de l'environnement de la Francophonie, Numéro 4 de Fiche technique, 2008, 8 pages



Source: Emerging Energy Research.

Figure I.3.1 : capacité installée en 2011

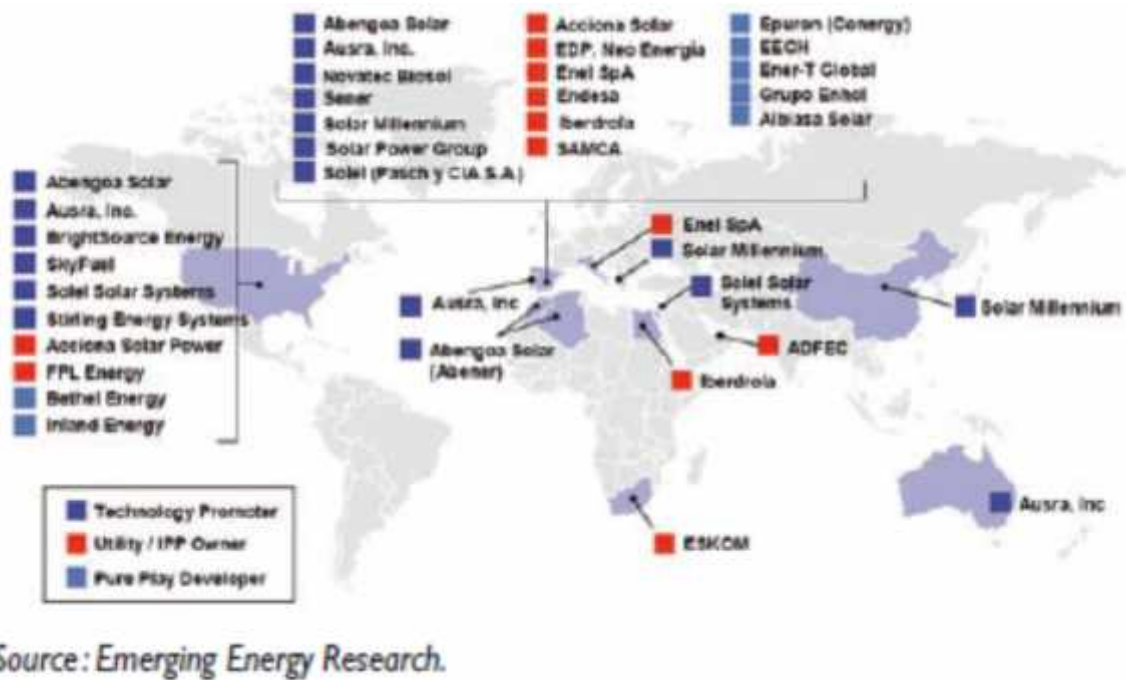


Figure I.3.2 : projet en cours d'année 2011

B- Les composantes d'une centrale CSP [12]

Les composantes de base d'une centrale CSP sont :

B.1. Le champ solaire : qui représente l'équivalent de l'alimentation en combustible (charbon, pétrole, gaz, uranium) pour les centrales thermiques. Dans les centrales CSP de type Fresnel, le champ solaire joue aussi le rôle de la chaudière, vu que la production de la vapeur se fait elle aussi au niveau du champ solaire. Le champ solaire est composé de miroirs cylindroparaboliques, qui concentrent les rayons solaires sur un tube noir (le capteur) formant l'axe focal des miroirs. Les rayons solaires sont absorbés à la surface noire, transformés en chaleur, qui est transférée au fluide caloporteur traversant le capteur.

B.2. Le réseau des conduites : qui assure le transfert du fluide Caloporteur chauffé du champ solaire vers l'unité de production d'électricité et son retour après refroidissement vers le champ solaire.

B.3. L'unité de puissance (c'est-à-dire l'unité de production d'électricité) : qui contient les pompes à eau de haute pression, les échangeurs de chaleur pour le préchauffage de l'eau, la production de vapeur, le chauffage de la vapeur, la turbine à vapeur, le générateur, le tour de refroidissement et l'unité de déminéralisation (non mentionnée dans le schéma), requise pour

éviter la formation de cristaux de sel très abrasifs dans la turbine. Les composantes en option d'une centrale CSP sont :

B.3.1. Source de chaleur supplémentaire : L'intégration d'une source supplémentaire de chaleur réduit l'impact de l'intermittence du rayonnement solaire sur la production d'électricité. Un autre effet de cette introduction a été la réduction du coût moyen de production du kWh ; ce fut le cas pour les centrales solaires de la Californie étant donné l'enrichissement foudroyant des ressources fossiles, la réduction des coûts d'investissement des centrales solaires et les objectifs de réduction des émissions de CO₂, de plus en plus contraignants, cette option perd en importance.

B.3.2. Élargissement du champ solaire et introduction d'un système de stockage de chaleur : Cette option présente plusieurs avantages :

- a. Améliorer la stabilité de la production en réduisant considérablement les pertes de qualité de production résultant des variations d'irradiation, par exemple dues aux passages de nuages
- b. Permettre une production à base d'énergie solaire après le coucher du soleil ;
- c. Permettre un démarrage de production avant le lever du soleil ;
- d. Augmenter le facteur de capacité, qui peut atteindre, selon la capacité de stockage, le niveau des centrales répondant aux besoins en heures pleines et même celui des centrales de base. Ainsi, une centrale CSP avec une capacité de stockage permettant 15 heures de fonctionnement à puissance nominale est comparable à une centrale de base, vu que le rapport de la production annuelle à la puissance nominale dépasse 6 500 heures par an.
- e. Permettre une réduction du coût de production du kWh.
- f. Vu que la réduction attendue des investissements sera essentiellement au niveau des composantes où le potentiel de développement est le plus important, le champ solaire et le système de stockage, l'impact économique de l'introduction de cette option ne peut, que s'améliorer dans l'avenir.

C. Le dimensionnement [12]

Ce qui peut être défini en premier lieu est la puissance de la centrale. Cette grandeur est généralement soumise à un certain nombre de contraintes, qui sont soit technologiques (une technologie est généralement disponible entre deux puissances, une minimale et l'autre maximale), soit législatives (par exemple, en Espagne, la puissance unitaire d'une centrale à concentration solaire ne peut excéder 50 MW pour bénéficier des avantages de la loi sur les énergies renouvelables). D'autres contraintes possibles sont la capacité du système d'absorber

des ressources intermittentes (capacité et composition du parc de production, courbe de charge ainsi que l'état du réseau), la capacité du réseau de transport, etc. Si la demande est supérieure à l'une des deux contraintes imposées, il est possible d'installer plusieurs unités pour répondre à la demande en puissance. Le volume de la production peut être la seconde grandeur cible. En général, pour les ressources intermittentes comme le rayonnement solaire et le vent, le volume de la production est défini par la puissance installée et par les caractéristiques du gisement sur le site. La production annuelle peut varier un peu d'une année à l'autre, mais la grandeur moyenne est pratiquement constante. Ainsi, pour augmenter le volume de la production, il faut augmenter la puissance installée.

Les centrales solaires à concentration présentent néanmoins une exception : il est possible d'augmenter le volume de production annuelle sans augmenter la puissance de la turbine, grâce au stockage de la chaleur excédentaire produite dans un champ solaire élargi, qui permet l'augmentation du facteur de capacité et l'amélioration de la qualité d'électricité produite. Ainsi, dans un concept de base, le champ solaire assure la couverture de la demande en chaleur pour la production de la vapeur permettant le bon fonctionnement du générateur à puissance nominale durant les heures où l'ensoleillement dépasse 95 % de la valeur maximale au site. Sous ces conditions, une centrale solaire à concentration dans la région d'Ouarzazate, au sud-est du Maroc, produirait environ 2 250 MWh par MW installé. L'introduction d'une interface de stockage thermique et l'élargissement correspondant du champ solaire permettraient la prolongation de la production après le coucher de soleil, ainsi qu'une modulation (en fonction des caractéristiques du système de stockage) de la production en fonction de la demande. La durée totale de la production journalière à puissance nominale peut atteindre 24 heures en été. (Voir point 2 dans les composantes en option plus haut). Dans le cas d'un système photovoltaïque (PV) ou éolien, l'augmentation de la production ne peut se faire qu'à partir d'une augmentation de la puissance installée. En effet, la production en absence de la source primaire (rayonnement solaire ou vent) ne peut se faire qu'avec stockage d'électricité produite durant le temps de disponibilité de la source primaire. On notera aussi que le stockage d'électricité est généralement plus coûteux que le stockage de chaleur. Cette différence des caractéristiques de la composante de stockage entre les systèmes CSP et PV est très importante. Une telle différence entre l'éolien et l'hydraulique (les réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchie par le miroir et la transfère de fluide thermodynamique. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à celui des concentrateurs ponctuels.

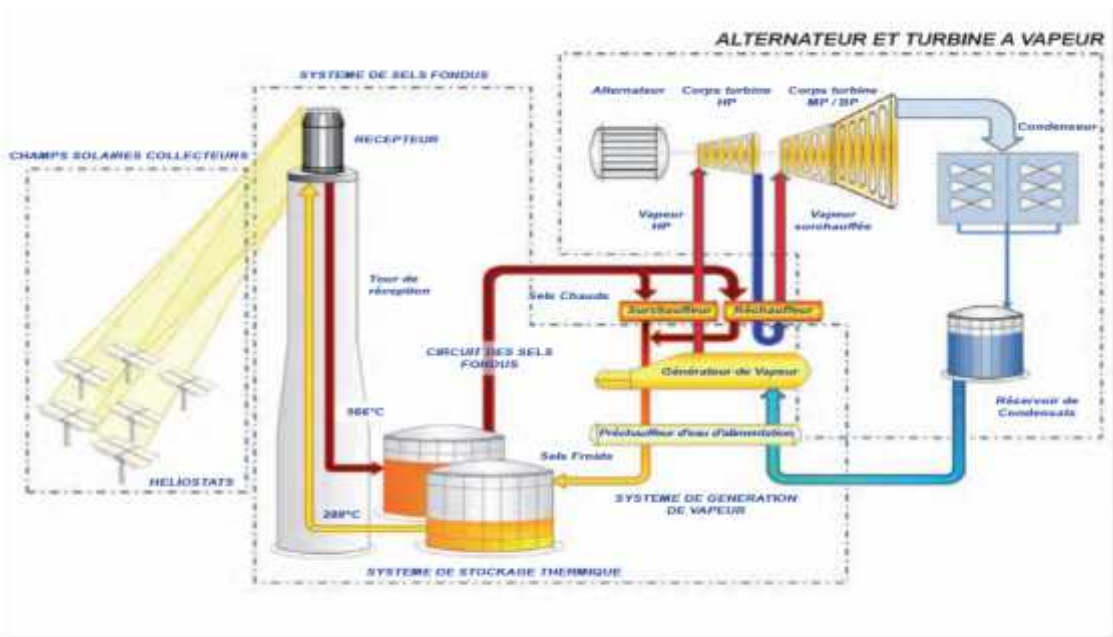


Figure I.3.3 : les composants de base d'une centrale CSP

Source : NEAL

2. les paramètres techniques [12]

A. Température maximale du fluide caloporteur

La température qui peut être atteinte au niveau de l'absorbeur d'une centrale CSP dépend, en plus du niveau de perte de chaleur par convection, conduction et rayonnement, du facteur de concentration du rayonnement solaire et du débit du fluide caloporteur. Les pertes de chaleur augmentent considérablement avec l'augmentation de la température.

La température du fluide caloporteur à la sortie du champ solaire dépend essentiellement de deux paramètres : le débit et la stabilité thermique du fluide. L'huile synthétique utilisée actuellement dans les systèmes à miroirs cylindroparaboliques a encore une bonne stabilité thermique à 400 °C. Un fluide caloporteur supportant une température plus élevée permettrait une augmentation du rendement du système de production d'électricité. Les activités R&D visent, d'une part, le développement d'huiles avec une stabilité thermique plus grande et, d'autre part, la production directe de la vapeur d'eau dans le champ solaire. Les fluides utilisés dans les centrales à tour ou dans le système Stirling supportent des températures beaucoup plus élevées, mais ne s'adaptent pas aussi bien que l'huile synthétique utilisée aux conditions techniques des CSP cylindroparaboliques. la figure I.3.4 nous donne plus de détail sur la température de absorbeur pour les technologies CSP

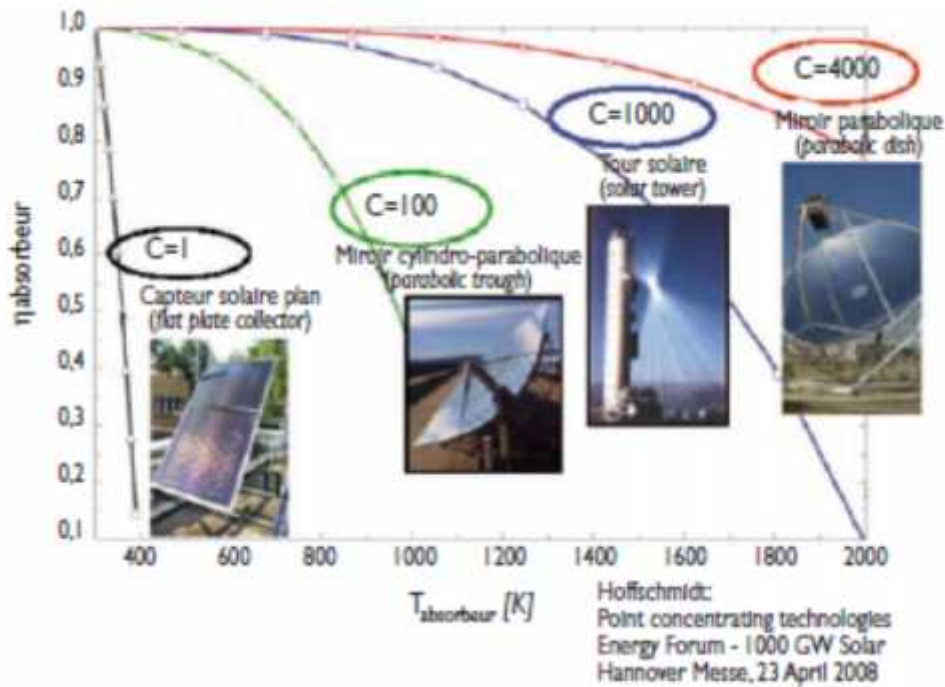


Figure I.3. 4 : la température de l'absorbteur en fonction de la technologie [12]

B. Le facteur de concentration [3]

On caractérise la performance du système par son facteur de concentration. Ce coefficient permet d'évaluer l'intensité de la concentration solaire : plus le facteur de concentration est élevé, plus la température atteinte sera importante.

Facteur de concentration = surface du récepteur/surface du miroir

Les fluides caloporteurs et thermodynamiques

L'énergie thermique provenant du rayonnement solaire collecté est convertie grâce à un fluide caloporteur puis un fluide thermodynamique. Dans certains cas, le fluide caloporteur est utilisé directement comme fluide thermodynamique. Le choix du fluide caloporteur détermine la température maximale admissible, oriente le choix de la technologie et des matériaux du récepteur et conditionne la possibilité et la commodité du stockage.

- **Les huiles** sont des fluides monophasiques qui présentent un bon coefficient d'échange. Leur gamme de température est limitée à environ 400 °C. C'est le fluide le plus couramment employé dans les centrales à collecteurs cylindro-paraboliques.
- **Les sels fondus** à base de nitrates de sodium et de potassium offrent un bon coefficient d'échange et possèdent une densité élevée. Ils sont donc également de très bons fluides de stockage. Leur température de sortie peut atteindre 650 °C. Leur association avec un concentrateur à tour et un cycle de Rankine constitue une combinaison déjà éprouvée.

- *Les gaz* tels l'hydrogène ou l'hélium peuvent être utilisés comme fluides thermodynamiques et entraîner les moteurs Stirling qui sont associés aux collecteurs paraboliques.
- *L'eau liquide* est, a priori, un fluide de transfert idéal. Elle offre un excellent coefficient d'échange et possède une forte capacité thermique. En outre, elle peut être utilisée directement comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine. Cependant son utilisation implique de travailler à des pressions très élevées dans les récepteurs en raison des hautes températures atteintes, ce qui pose problème pour les technologies cylindroparaboliques.
- *Les fluides organiques* (butane, propane, etc.) possèdent une température d'évaporation relativement basse et sont utilisés comme fluide thermodynamique dans un cycle de Rankine.
- *L'air* peut être utilisé comme fluide caloporteur ou comme fluide thermodynamique dans les turbines à gaz.

C .Le stockage, une production en continu [3]

Un atout majeur de certaines technologies solaires thermodynamiques est leur capacité de stockage qui permet aux centrales de fonctionner en continu. En effet, lorsque l'ensoleillement est supérieur aux capacités de la turbine, la chaleur en surplus est dirigée vers un stockage thermique, qui se remplit au cours de la journée. La chaleur emmagasinée permet de continuer à produire en cas de passage nuageux ainsi qu'à la tombée de la nuit.

Plusieurs procédés de stockage peuvent être utilisés : sel fondu, béton, matériaux à changement de phase, etc.

3. Les systèmes de génération d'électricité [3]

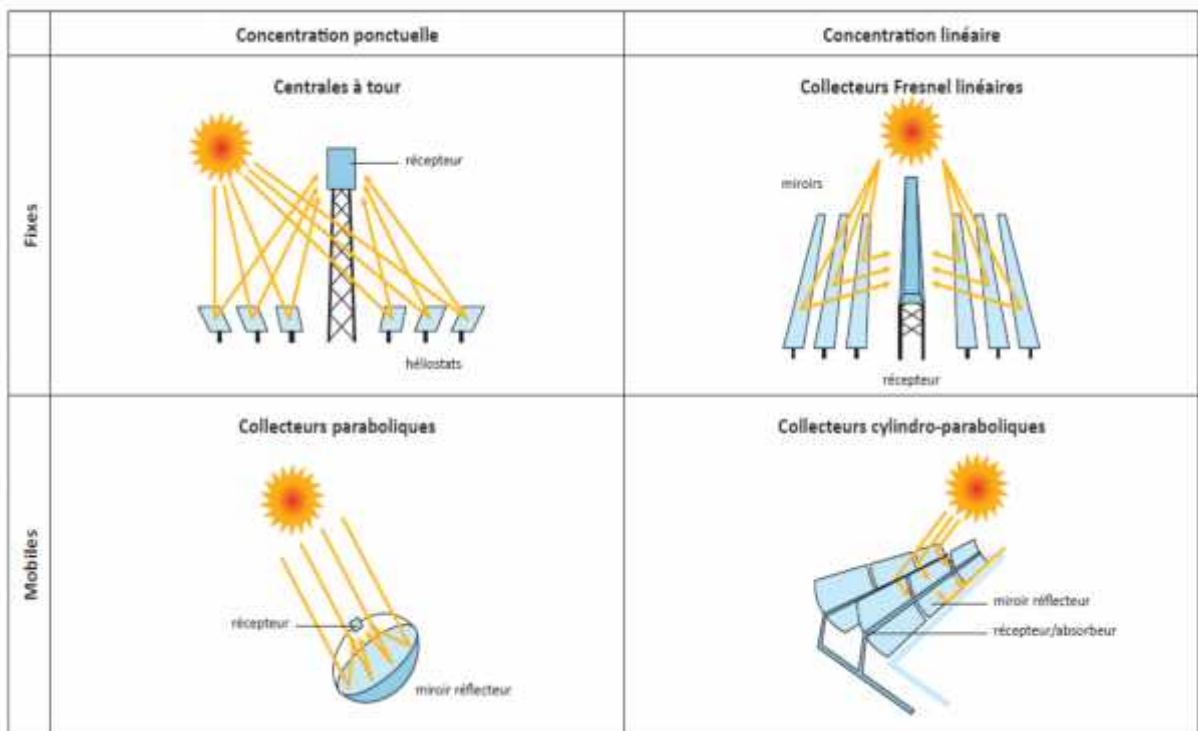
Plusieurs systèmes de génération d'électricité sont envisageables : turbine à gaz solarisées, cycle de Rankine vapeur, moteur Stirling, Cycle de Rankine organique, etc.

Le choix d'un système est conditionné par le type de fluide, la technique de captage et de stockage envisagés. Les cycles de Rankine vapeur sont, dans l'état actuel des technologies, les plus largement déployés.

L'hybridation : L'hybridation avec une source de chaleur fossile ou biomasse permet d'accroître la disponibilité des installations et de produire la chaleur de manière garantie. Elle favorise ainsi la stabilité des réseaux électriques nationaux et continentaux.

4 .Les systèmes de concentration [3]

L'énergie solaire étant peu dense, il est nécessaire de la concentrer, via des miroirs réflecteurs, pour obtenir des températures exploitables pour la production d'électricité. Le rayonnement peut être concentré sur un récepteur linéaire ou ponctuel. Le récepteur absorbe l'énergie réfléchié par le miroir et la transfère au fluide thermodynamique. Les systèmes à concentration en ligne ont généralement un facteur de concentration inférieur à celui des concentrateurs ponctuels. La figure 1.3.5 schématise les moyens de concentration solaire comme suit :



source : AIE

Figure I.3.5: les quatre types de concentration dans la technologie CSP

Source : AIE

4. Les différents types de centrales solaires thermodynamiques [2]

Il existe quatre types de CSP² :

A-Les Centrales solaires cylindroparaboliques, nous pouvons voir comment c'est installé une centrale à miroirs cylindroparabolique dans la figure I.3.6



Figure I.3.6 : Centrales Solaires Cylindroparaboliques[2]

Les centrales à réflecteurs cylindroparabolique ont des capacités entre 50 à 300 MW ;cette technologie est démontrée à l'échelle industrielle Exploitation commerciale depuis 1984. Elle est privilégiée pour les nouvelles centrales aux Etats-Unis, en Europe et en Afrique du Nord (Maroc, Egypte, Abu Dhabi) Plus de 30 centrales en construction en Espagne

Les centrales solaires Cylindroparaboliques utilisent des miroirs de forme Cylindroparaboliques qui concentre les rayons du soleil vers un tube absorbeur où circule un fluide caloporteur. Ce fluide, en général une huile de synthèse, est chauffée à des températures d'environ 400° C. Cette technologie est la plus utilisée sur le marché de la solaire thermodynamique à concentration [13]. Son utilisation remonte aux années 1980 aux Etats-Unis avec une capacité installée de 350 MW. De nouvelles centrales, basées sur cette technologie ont été construites ces dernières années, comme l'unité Solar One de 65 MW implantée dans le Nevada.

² L'électricité solaire thermodynamique valoriser le potentiel méditerranéen , Association Européenne de l'Electricité Solaire Thermodynamique à Concentration
www.estelasolar.EU

En décembre 2009, plus de 30 centrales de ce type sont en construction en Espagne, pour une capacité totale s'élevant à plus de 1.500 MW et un certain nombre de projets sont en cours de développement aux Etats-Unis. De plus, deux centrales, l'une en Algérie et l'autre au Maroc, comportant un cycle intégré solaire de 20MW ont été attribuées à des sociétés européennes suite à appels d'offres. Une autre centrale du même type est en construction en Egypte et un appel d'offres pour une centrale de 100 MW à Abu Dhabi a été lancé. Enfin les pays du Moyen-Orient, la Chine et d'autres pays bénéficiant d'un ensoleillement favorable manifestent un intérêt grandissant pour cette technologie. L'investissement total pour les projets mentionnés est proche de 7.000 M€ Plusieurs centrales espagnoles en construction ont été conçues non seulement pour produire la puissance nominale durant les heures d'ensoleillement, mais également pour stocker l'énergie, permettant ainsi à la centrale de produire cette puissance pendant 7h30 après le coucher du soleil, ce qui accroît considérablement l'intégration de l'électricité solaire thermodynamique à concentration dans le réseau. Pour le stockage, la technologie des sels fondus est généralement utilisée, dans un concept à 2 réservoirs, l'un dit chaud et l'autre froid.

Centrales en fonctionnement en Europe :

Andasol 1 (50 MW + stockage 7h30) Grenade, Espagne

Puertollano (50 MW) Ciudad Real, Espagne

Alvarado (50 MW) Badajoz, Espagne

B.Centrales Solaires à Tour[2]

La figure J.3.7 donne une photo d'une tour solaire



Figure I.3.7 : Centrales Solaires à Tour

La capacité des tours solaires est de l'ordre de 10 à 50 MW et la démonstration est faite dans les années 1980. Pour la commercialisation : 2 centrales en Espagne (10 MW et 20 MW) et une autre en construction (17 MW + stockage 15h)

Projets de capacité supérieure annoncés aux Etats-Unis

Les centrales solaires à tour utilisent de grands miroirs (héliostats) de plus de 100m² qui sont presque plats et suivent le soleil sur deux axes. Le rayonnement concentré est dirigé vers le récepteur situé en haut de la tour. La température dépend du type de fluide utilisé pour collecter l'énergie et s'élève entre 500 et 600°C. Les centrales à tour PS10 et PS20 à Séville sont les deux seules centrales commerciales en opération à ce jour. Leurs puissances nominales sont de 10 MW et 20 MW respectivement, elles sont conçues avec un champ d'héliostats orientés au Nord et avec de la vapeur saturée comme fluide dans le récepteur. Le système de stockage est conçu pour répondre à des phases transitoires. Une autre centrale de 17 MW, Gemasolar, est en construction. Située dans la province de Séville, elle dispose d'un champ circulaire équipé d'un récepteur à sels fondus et bénéficie d'une capacité de stockage de 15h. La taille de ces centrales peut être limitée par la distance maximale des dernières rangées d'héliostats par rapport à la tour. A ce stade, il est prématuré d'établir des ratios coût/puissance fiables pour cette technologie en raison du faible nombre de projets opérationnels et en phase de conception, mais ces ratios ne devraient pas être très différents de ceux des centrales solaires cylindro-paraboliques. Dans le cas des centrales à tour le rendement à l'hectare est moins élevé. En revanche cette technologie ne requiert pas une surface plane à la différence des centrales cylindro-paraboliques. Un autre avantage est la possibilité d'augmenter le rendement total de conversion (jusqu'à 20%) par l'augmentation de la température du fluide. La confiance commerciale envers cette technologie s'accroît à mesure que des centrales opérationnelles sont construites et que des améliorations techniques sont apportées. Il est possible d'utiliser l'hybridation, bien qu'aucun projet commercial de ce type n'ait été construit jusqu'à présent.

C-Paraboles Solaires Dish Stirling[2]

La photo d'une centrale parabole solaire Dish Stirling est présentée dans la figure I.3.8



Figure I.3.8 : Paraboles Solaires Dish Stirling[2]

Les Paraboles Solaires Dish Stirling ont des Capacités : 10 kW à 25 kW par unité. Plusieurs installations de petite taille sont déjà opérationnelles. Des unités à l'échelle industrielle sont planifiées pour une construction en 2010.

Les applications des paraboles Dish Stirling conviennent à la fois pour la distribution d'électricité à grande échelle et pour la production à petite échelle, en site isolé :

La technologie du Dish Stirling consiste en un système constitué d'un concentrateur solaire en forme de parabole équipé d'un ensemble de miroirs incurvés. La parabole suit le soleil tout au long de la journée et concentre la radiation sur l'unité d'absorption de chaleur du moteur Stirling, placé au point focal de la parabole. L'énergie solaire thermique ainsi concentrée est transformée en électricité directement injectable sur le réseau. Le procédé de conversion comprend un moteur Stirling utilisant un fluide interne (généralement de l'hydrogène ou de l'hélium) en circuit fermé. Le fluide est chauffé et pressurisé par le récepteur solaire, qui provoque la rotation du moteur. Les paraboles solaires Dish Stirling sont en exploitation depuis plusieurs décennies. Ces systèmes sont flexibles en termes de capacité et de déploiement. En raison de leur caractère modulaire, ces paraboles peuvent répondre à des besoins isolés de production électrique, mais également à des projets de grande échelle pour la distribution d'électricité via le réseau lorsque des milliers de paraboles sont regroupées sur un même terrain (la construction de deux centrales totalisant 1,4 GW est prévue pour 2010 aux Etats-Unis). Cette technologie n'utilise pas d'eau dans le processus de conversion énergétique (il n'y a pas de génération de vapeur ou de refroidissement), seul le nettoyage des miroirs nécessite de l'eau. La technologie du Dish Stirling est rendue attractive par sa haute efficacité et sa conception modulaire qui lui donnent des avantages clés : tolérance pour des terrains en

penne et flexibilité sur site (aucun besoin de terrassement, impact environnemental réduit), grande disponibilité globale puisque la maintenance peut être assurée sur une unité individuelle sans affecter la génération d'électricité par les autres unités, enfin un faible coût de fabrication et de déploiement obtenu grâce à l'utilisation des techniques de production et d'assemblage issues de l'industrie automobile.

D-Collecteurs linéaires de Fresnel[2]

La photo des centrales à collecteur de Fresnel est présentée dans la figure I.3.9



Figure I.3.9 : Collecteurs linéaires de Fresnel[2]

Les projets de démonstration en cours jusqu'à 6 MW avec de grandes centrales sont en cours de développement (jusqu'à 150 MW)

Les collecteurs linéaires de Fresnel sont des systèmes de concentration linéaire comme les systèmes cylindroparaboliques avec la même technologie de production d'énergie. La différence avec ces derniers réside dans le fait que le tube absorbeur est fixe, ce sont les modules constitués de petits miroirs plans positionnés horizontalement qui s'inclinent, individuellement ou collectivement, afin de suivre la course du soleil. La technologie de Fresnel, actuellement testée en conditions réelles de fonctionnement, est comparativement simple à fabriquer, construire et exploiter. Les réflecteurs, qui réfléchissent et concentrent les rayons du soleil, sont complètement plats et positionnés de façon linéaire. Ils forment de longues rangées de miroirs mobiles. Les miroirs, assemblés parallèlement, concentrent l'énergie de la radiation solaire vers un système absorbeur situé environ 8 mètres plus haut. L'eau qui circule dans le tube central du système absorbeur est chauffée et se transforme en vapeur atteignant des températures jusqu'à 450°C. Cette vapeur est ensuite convertie en énergie électrique dans une turbine à vapeur (comme une centrale conventionnelle). Les collecteurs de Fresnel sont innovants en ce qu'ils ne sont pas sensibles au vent et requièrent moins de terrain que les autres collecteurs solaires. En complément de la production d'énergie

solaire, la zone située en-dessous des miroirs peut être utilisée de plusieurs façons. Dans les environnements désertiques, cette zone d'ombre où l'irradiation solaire est diminuée de 80%, peut être utilisée pour du stockage, du parking, des bâtiments de bureau (avec des coûts réduits de climatisation), voire des serres agricoles. Jusqu'à présent, aucune centrale basée sur le système de Fresnel n'est développée commercialement en Europe. Des centrales de démonstration sont construites en Europe et aux Etats-Unis pour évaluer et démontrer les coûts de production d'énergie, afin d'acquérir une expérience opérationnelle et créer la confiance au niveau commercial.

Conclusion

Selon cette présentation de la technologie CSP, nous constatons que l'existence de quatre types de concentration implique l'apparition de quatre types de centrale pour la génération d'électricité à savoir : le Cylindroparaboliques le plus mature suivi par les tours solaires, ensuite les Dish Stirling et les Collecteurs linéaires de Fresnel avec faible utilisation. Dans le chapitre suivant nous allons entamer une large comparaison entre ces différents types de CSP et avec l'autre voie d'exploitation de solaire (le photovoltaïque).

Chapitre 4 : Comparaison entre les différents types de CSP

Introduction

Ce chapitre sera consacré à une analyse comparative entre les différents types de CSP avec une présentation de l'état de l'art de CSP dans le monde scientifique et économique CSP ensuite nous allons comparer le CSP avec l'autre voie solaire le photovoltaïque à fin choisir le type le plus convenable en Algérie, ensuite nous abordons une étude de marché pour déterminer la situation de CSP et son évolution sur le marché énergétique mondiale.

1. Puissance du champ solaire par unité de surface [12]

La puissance installée par km² pour les centrales CSP avec champ de miroir cylindroparaboliques ou avec une tour est d'environ 50 MW ; Pour les systèmes Dish-Stirling et les centrales PV avec suivi solaire biaxial, la puissance par km² est plus faible, résultant de l'ombrage bi axial mutuel des panneaux PV ou des réflecteurs (Dish). La substitution des miroirs paraboliques dans la technologie CSP, par des miroirs Fresnel et des capteurs fixes, permettrait d'augmenter considérablement la puissance installée par unité de surface, grâce notamment à la réduction de l'ombrage mutuel des miroirs, car l'angle de rotation pour le suivi du soleil des miroirs Fresnel n'est que la moitié de l'angle de rotation des miroirs cylindroparaboliques. De plus, le capteur du système Fresnel étant fixe, il peut être plus lourd, plus volumineux et plus solide, pouvant ainsi supporter une plus grande pression de la vapeur haute pression dans le champ solaire. L'état fixe des conduites du fluide caloporteur réduit aussi les risques de fuite du fluide caloporteur et de l'usure mécanique par rapport au système cylindro-parabolique avec des parties flexibles. Le système Fresnel présente en plus des conditions favorables à une utilisation secondaire de l'espace sous les miroirs, par une production agricole par exemple, ce qui augmenterait la valeur ajoutée créée par unité de surface. Cette production agricole pourrait valoriser l'eau de nettoyage des miroirs et bénéficier de la réduction d'évaporation résultant de la réduction sensible du rayonnement solaire direct arrivant au sol.

2 .Etat de l'art dans le monde, scientifique et technologique [1]

suite au choc pétrolier de 1973, plusieurs centrales solaires expérimentales ont vu le jour au début des année 80, telles que Thémis en France (1983-1986) et CESA 1 en Espagne,

et un premier déploiement industriel a été amorcé aux USA avec les neuf centrales solaires SEGS en exploitation dans le désert de Mojave en Californie depuis plus de 20 ans. Ces dernières représentent une capacité totale installée de 354 MWe, répartie en 9 tranches de 30 MWe à 80 MWe, et produisent 800 GWh/an. Le gros des efforts engagés ont été stoppés environ dix ans plus tard compte-tenu de la chute des prix des combustibles fossiles (contre-choc pétrolier) et de l'arrêt des politiques incitatives : aucune nouvelle centrale solaire n'a été construite dans le monde durant 20 ans (la France a arrêté tout effort de R&D dans ce domaine dès 1985). Malgré tout, deux pays européens, l'Allemagne (DLR) et l'Espagne (CIEMAT), ont continué -avec l'aide de la DG-R (UE) et de leurs gouvernements nationaux- les recherches sur les composants et systèmes, en particulier dans le cadre de la plateforme solaire espagnole d'Almería (PSA, CIEMAT).

Au début des années 2000, la menace du réchauffement climatique a modifié radicalement la vision à long terme des ressources d'énergie primaire à mobiliser en privilégiant les ressources à faible (ou négligeable) contenu en carbone. L'énergie solaire est donc de nouveau apparue comme une solution salvatrice et son déploiement a été encouragé par des mesures d'accompagnement telles que les tarifs garantis de rachat, les crédits d'impôts ...

La filière photovoltaïque a été la première à bénéficier de ces politiques volontaristes car facile à mettre en œuvre au niveau individuel. La filière thermique concentré a été plus longue à émerger car plus mobilisatrice de capitaux, la taille unitaire des installations étant de l'ordre de la dizaine de MW (sauf pour les systèmes paraboliques) au lieu de quelques kW pour le PV. Le signal de départ a été donné par le gouvernement espagnol, qui a mis en place en 2005-2007 un tarif de rachat rentabilisant ce type de centrale dans les conditions climatiques de l'Espagne. Ainsi, les industriels espagnols et allemands ont pu capitaliser leurs efforts de R&D consentis pendant la période de « vache maigre » avec la réalisation rapidement de plusieurs projets. Le résultat est impressionnant, la première centrale solaire commerciale européenne (PS10, technologie à tour de 11 MWe) a été mise en service en 2007 près de Séville et la centrale PS20 en 2009 sur le même site. Cette même année la centrale ANDASOL 1 (50 MWe, technologie cylindro-paraboliques, stockage sur sel fondu de 7,5h à pleine puissance) a été couplée au réseau près de Grenade. Aujourd'hui, 34 centrales sont en construction en Espagne pour une puissance cumulée de 1417 MWe (831 MWe seront couplés au réseau en décembre 2010) et 12 GWe sont en projet. Les USA ont également décidé de s'engager dans le développement des centrales solaires thermodynamiques. [1]

La centrale Nevada Solar One (64 MWe, cylindroparaboliques) a été achevée en 2007 et environ 9 GWe sont en projet. L'Agence Internationale de l'Energie (AIE) prend maintenant sérieusement en compte l'option CSP dans ses scénarios énergétiques et prévoit une contribution égale des filières PV et CSP au bilan énergétique mondial en 2050. Sur le plan technico-économique, cette filière est très bien adaptée à l'hybridation avec les énergies fossiles ou la biomasse. Les solutions actuelles ne permettent cependant pas une grande flexibilité : l'appoint fossile dans une centrale solaire est limité à 15%-25% et dans le cas inverse (centrales dites ISCCS34), l'appoint solaire se limite à 10% environ. L'option prospective d'un appoint dans le cycle à très haute température -chambre à combustion d'une turbine à gaz- d'un cycle combiné (concept en développement à travers le projet PEGASE par exemple), l'apport solaire pourra varier de 20% à 90% selon l'option retenue de fonctionnement de la centrale.

L'état de l'art est le suivant, avec en fin de tableau I.4.1, à titre indicatif, la perspective de rendement moyen annuel à MT (2025).

Tableau I.4.1 : Comparaison entre les quatre types de CSP[1]

	Systèmes Paraboliques	Centrales à tours	Centrales Cylindroparaboliques	Centrales concentrateur Fresnel
Maturité de la filière	Au stade pilote (10 unités)	11 MWe en Exploitation	355 MWe en Exploitation	Au stade pilot
Puissance des unités actuelles	5 à 25 We	10 à 20 MWe	30 à 80 MWe	5 MWe
Concentration	2 000 à 10 000 S	1 000 à 2 000 S	100 à 500 S	100 à 500 S
Caloporteur et sa Température	He ou H2 : 600 à 1200 °C	sels fondus : 400/600 °C eau : 250/400 °C	huiles : 270 à 400 °C eau : 250 à 400 °C	eau : 250 °C
Stockage thermique	Non	béton, céramique, sable	béton, sels fondus	Béton
Cycle thermodynamique	Stirling (He ou H2, 700°C, 150 bars)	Rankine (vapeur saturée ou sèche 250/565°C) ou Cycle Combiné au Gaz	Rankine (vapeur saturée ou sèche 250/565°C)	Rankine (vapeur saturée 250 °C)
Avantages - Inconvénients	Unités décentralisées, très forte concentration, et Haute technologie - suivi sur 2 axes - très haute pression - très haute température Fiabilité problématique Coûts élevés	Centrales industrielles à forte concentration, et haute technologie : - suivi sur 2 axes - très haute température Récepteur pointu Système complexe	Centrales industrielles à Moyenne concentration, technologie plus simple : - suivi sur un axe - température Moyenne Pertes de charge Elevées Rendements Moyens	Centrales industrielles à moyenne concentration, technologie plus simple : - réflecteurs plans - suivi sur un axe - température moyenne Rendements Faibles
Rendement max instantanée à MT	35%	30%	25% 20%	20%
Rendement max instantanée à MT	19-25%	16-17%	15-16%	9%
Rendement annuel moyen à MT	30%	25%	20%	15%

Source : Jean François Guillemoles, l'énergie solaire : PV& concentrée

Les systèmes paraboliques, destinés à la satisfaction de besoins en énergie décentralisés, mettent en œuvre une technologie de production d'électricité qui leur est propre (moteur Sterling) et qu'il faut donc développer spécifiquement.

Les trois types de centrales électriques solaires (tour, cylindro-parabolique, Fresnel) font par contre appel aux technologies en usage dans la génération électrique de puissance en alimentant en vapeur d'eau ou en gaz (air), surchauffé et sous pression, des turbines à vapeur et/ou à gaz conventionnelles, moyennant bien évidemment une optimisation adaptée. Ces centrales se prêtent donc particulièrement bien à une hybridation avec les énergies fossiles ou la biomasse, les turbines étant alimentées conjointement ou alternativement par les deux énergies, solaire et fossile, selon les moments de la journée (jour/nuit), le niveau d'ensoleillement (chute lors des passages nuageux) et la demande du réseau électrique.

Ces centrales électriques solaires, fournissant une énergie brute sous forme de chaleur HT, se prêtent de même tout particulièrement bien au stockage thermique, dont plusieurs solutions sont en cours de développement, ce qui permet aussi bien d'étaler la production d'électricité, et/ou de la décaler dans le temps, et/ou de la concentrer sur l'extrême pointe.

Selon cette analyse comparative, il apparaît la voie des miroirs Cylindroparaboliques la plus techniquement développée des technologies CSP. Pour plus de détail il faut s'approfondir dans les comparaisons, et les paramètres à comparer. Bas du formulaire

3. Le solaire thermique, plus prometteur que le photovoltaïque [14]

A-les prévisions d'évolution

Selon la banque UBS, la figure I.4.1 montre l'évolution de la capacité de production de CSP par rapport au photovoltaïque

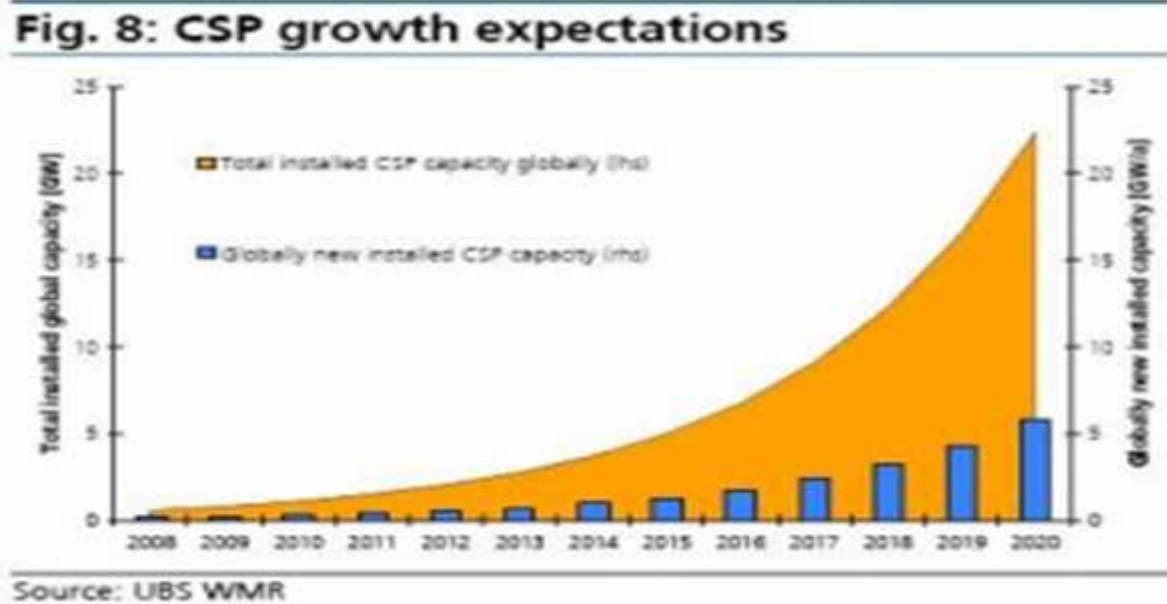


Figure I.4.1 : les prévisions d'évolution de CSP

L'énergie solaire thermique sera dans 10 ans moins chère que le solaire photovoltaïque, aussi bon marché que l'éolien et presque aussi bon marché que les centrales à charbon : c'est la prévision d'une analyse de la banque UBS, qui prévoit 20 GW de centrales solaires thermiques dans le monde en 2020. A comparer aux 121 GW d'éoliens prévus à cette date.

UBS estime que la capacité de production de ce secteur va décoller et atteindra 20 GW dans le monde en 2020. Pour l'instant, seuls 500 MW de solaire à CSP étaient opérationnels dans le monde fin 2008.[14]

A titre de comparaison, la capacité mondiale de production d'énergie était de 4.700 gigawatts en 2009, dont 280 GW d'énergies renouvelables.

Mais cela devrait changer avec les projets en cours : en 2011 la capacité installée était de 1 GW de solaire thermique, puis cette capacité augmentera de 35% par an jusqu'en 2020. Actuellement, son coût de production, d'environ 15 à 40 US cents par kilowattheure, est plus cher que l'éolien (4-15 cents) mais équivalent à celui du photovoltaïque (25-80).

Mais dans 10 ans, selon UBS, le coût du CSP tombera à 4-10 cents, moins cher que le photovoltaïque et pratiquement au même coût que l'éolien et que celui des centrales à charbon.

B. Comparaison entre PV et CSP

Dans ce tableau, nous comparons les deux voies solaires le PV et CSP sur les trois critères (maturité, construction et opérations, énergie) [15]

Tableau I.4 2 : comparaison entre PV et CSP

	Technologie	Photovoltaïque		Concentrated Solar Power	
Maturité	Potential de réduction des coûts	40 à 45%	-	Technologie mature	+
	Délai d'opérationnalité	Rapide	+	Long	-
Constructions et opérations	Complexité	Composants disponibles	+	Construction complexe L'achat de composant peut durer 2 ans	-
	Opérationnel	Peu de personnel sur site Opérations Télécommandées	+	Personnel nécessaire sur le site pour les opérations et la maintenance	-
Energie	Option de stockage	Non	-	6-12 h	+
	Raccordement au réseau	Moyenne Tension	-	Haute Tension	+
	Sensibilité aux nuages	Arrêt de production en présence de nuages	-	Atténuation de l'impact de la présence de nuage grâce à la capacité de stockage	+

Source : développement de projets solaires ; opportunités pour les investisseurs privés au MAROC ; mars 2010 -

Ce tableau, montre que la technologie CSP à l'avantage de stockage avec un rendement de haute tension par rapport au PV [16], aussi le besoin du personnel sur le site et la nécessité de construire des centrales impliquent que c'est une technologie créatrice d'emploi.

Un comparatif de ces trois voies solaires apparaît aujourd'hui indispensable et dans le tableau I.4.3, qui résume les principales caractéristiques propres à chacune d'elles, s'agissant des technologies « miroirs » ou CSP (Concentrated Solar Power), nous nous limiterons à celle des miroirs cylindro-paraboliques (Parabolic Trough), la plus développée et la plus commercialement prouvée des technologies « miroirs » et les tours solaires.

Tableau I.4.3 : comparaison entre photovoltaïque, cylindro-paraboliques et tour solaire [17]

Critères	Photovoltaïque	Cylindro-parabolique	Tour solaire
Puissance (MW)	2	50	200
Stockage	Pas de fonctionnement nocturne	Fonctionnement avec la technologie des sels en fusion (complexité technologique)	Production régulière et permanente 24/24 d'électricité grâce à des tubes hermétiques remplis d'eau
Coûts d'investissement €/kW	3707	5200	3170
Temps annuel de fonctionnement à plein régime (Heures)	1300 - 1700	3680	3400* *Temps calculé avec le stockage naturel dû au sol, en l'absence d'installation de tubes d'eau pour le stockage
Coûts annuels d'exploitation €/MW	54.000	102.000	15.000

<i>Adaptabilité physique, géographique et aspects écologiques</i>	<p>Contraintes dues au sable (Erosion des panneaux solaires photovoltaïques)</p> <p>Emission de gaz à effet de serre (NF3) lors de la production des cellules photovoltaïques (NF3 : Tri fluorure d'azote, très puissant GES, 17000 fois plus puissant que le CO2)</p> <p>Adaptabilité aux zones urbaines ou isolées</p>	<p>Contraintes dues au sable (Contraintes concernant l'altération des miroirs eux même ainsi que leur systèmes d'engrenage rotatif pour le suivi du soleil)</p> <p>Adaptabilité aux zones côtières ou isolées</p>	<p>Très adaptée aux surfaces désertiques pour une production industrielle</p>
<i>Adaptabilité socioculturelle et économique</i>	<p>Complexité technologique et importation de pièces de maintenance</p>	<p>Ressources humaines hautement spécialisées</p> <p>Complexité technologique et importation de pièces de maintenance</p>	<p>Fonctionnement et exploitation très simples</p> <p>Ressources humaines peu spécialisées</p> <p>Matériaux locaux disponibles</p>

<i>Production annuelle d'électricité GWh</i>	2,6 - 3,4	184	680
<i>Temps de vie de la centrale (Années)</i>	20	25	60 Centrale quasiment pérenne, dans ce cas la durée de vie ne concernant que les turbines, seules pièces mobiles de la centrale
<i>Temps d'amortissement (Années)</i>	20	25	25
<i>Coûts amortis de l'électricité (LEC) €/kWh</i>	0,20 - 0,26	0,12	0,06
<i>Consommation d'eau nécessaire au fonctionnement litre/kWh</i>	Aucun besoin	3 - 4 Exemple espagnol d'Andasol 1 où un débit de 60 litres par seconde est exigé (300 000 m ³ par an pour une centrale de 50MW). Cette contrainte majeure rend la localisation des centrales délicate, parfois incompatible avec les ressources en eau localement disponibles	Aucun besoin

Source : Un réservoir énergétique solaire immense et une option solaire décidée pour l'Algérie, Kamel Mostefa-Kara - Directeur Général de l'Agence Nationale des Changements Climatiques

C.Analyse du tableau comparatif : à partir de ce tableau comparatif, nous tirons les contraintes globales suivantes :

1. contraintes globales

La première des contraintes concerne le handicap le plus important et le plus sérieux qui est la question de « l'intermittence du soleil », que ces deux voies technologiques n'ont jusqu'à nos jours le développement du solaire comme alternative industrielle à grande échelle.

La deuxième des contraintes concerne la complexité technologique qui empêche une généralisation du solaire sur le continent africain et qui obligera à une importation permanente et coûteuse que les africains ne pourront pas se permettre et qui les laissera dépendants, en effet, il faut rappeler qu'à l'instar des autres filières d'énergies renouvelables, les technologies solaires « photovoltaïques »[18] et « miroirs » sont d'une grande complexité technologique et demeurent l'apanage des pays industriellement développés.

La troisième des contraintes qui constitue une contrainte majeure, est celle concernant les besoins en eau de la filière technologique des «miroirs» Cylindroparaboliques, cette

contrainte constitue un véritable obstacle au développement des technologies « miroirs » dans les déserts. Par contre, la technologie de tour solaire à courant aérien ascendant résout complètement la question de « l'intermittence du soleil » par un fonctionnement continu jour et nuit, son concept et son fonctionnement opérationnel sont d'une grande simplicité et ne nécessite aucune eau de refroidissement, ce qui représente un avantage majeur et décisif, cette technologie est très adaptée pour une industrie dans les zones désertiques, elle se présente comme la plus sûre, la plus simple, la plus abordable et la plus rentable des technologies solaire, à la portée d'un continent comme l'Afrique. Lors de sa réalisation, cette technologie de tour solaire à courant aérien ascendant permet une intégration économique, technologique et financière très importante vis-à-vis de l'économie locale, en effet, 80% du coût de cette centrale est dépensé en monnaie locale, car sa réalisation s'appuie sur des matériaux locaux basiques et disponibles localement (verre ordinaire et béton) et sur une main d'œuvre peu spécialisée et disponible localement, ainsi, par cette très forte intégration économique et sa grande simplicité, cette technologie développera un grand nombre d'emplois et un essor important d'industries locales sous-jacentes.

Paradoxalement, cette technologie reste jusqu'à présent méconnue, ce qui retarde considérablement l'émergence d'une industrie solaire dans les pays de l'hémisphère Sud et notamment en Afrique, en effet, on peut se poser la question de l'absence de cette technologie de tour solaire à courant aérien ascendant, volontairement occultée par la quasi-totalité des grands groupes des pays industrialisés.

Ce tableau comparatif [17] démontre clairement que face à l'inadaptabilité et aux sérieux handicaps des deux technologies « photovoltaïques » et « miroirs », la tour solaire à courant aérien ascendant montre une très grande adaptabilité et une très forte adéquation avec la géographie et la sociologie des déserts algériens et africains pour la génération de l'électricité verte en masse [19].

2. Les contraintes solidaires spécifiques : elles sont liées à la ressource de l'énergie « le solaire » [1]

L'énergie solaire, en un point quelconque du globe, est une source d'énergie par nature mobile (parcours est-ouest dans une journée) et fluctuante : intermittence jour/nuit, inter-saisonnalité hiver/été et discontinuité aléatoire (passages nuageux). En comparaison des énergies fossiles, c'est de plus une énergie intrinsèquement diluée. Le problème est donc non

seulement d'intercepter et de convertir une énergie venant d'une source mobile et fluctuante, mais aussi de la concentrer à un moment ou un autre, soit en amont, au niveau du rayonnement reçu, soit en aval, après la conversion énergétique. L'exploitation de cette énergie implique donc en règle générale, pour assurer un service énergétique de qualité dans des conditions économiques acceptables, la mise au point de systèmes complexes intégrant notamment un stockage de masse performant et, le plus souvent, un système de contrôle-commande très fin et très fiable. Le facteur de charge est typiquement de 15% pour le PV non concentré, de 25% pour les centrales électriques solaires sans stockage, de 30% pour le PV non concentré avec suivi du soleil, et de 40% à 70% pour les centrales électriques solaires avec stockage de masse intégré. Toutes les filières solaires font face à ces contraintes, chacune avec de fortes spécificités, mis à part très partiellement les systèmes de chauffe-eau solaires : ils intègrent naturellement un stockage adapté (eau chaude), mais le contrôle-commande du système est contrairement aux apparences une problématique complexe.

3. Les contraintes de développement durable [1]

Dans une perspective de minimisation des impacts environnementaux et de raréfaction des ressources naturelles, les centrales solaires thermodynamiques présentent d'ores et déjà la perspective d'un cycle de vie très favorable, avec notamment un retour sur investissement « énergétique » d'environ six à douze mois comparé à une durée de vie de l'ordre de 25 ans, et aucune ponction significative sur les ressources rares en matières premières (MP), y compris pour le stockage thermique avec les solutions en cours de développement.

4. Les contraintes économiques spécifiques [1]

Les technologies solaires[20] qu'il faut concevoir et développer doivent lutter contre des technologies existantes, établies de longue date (système énergétique actuel), qui bénéficient donc d'un effet d'expérience colossal et qui, de plus, continuent à faire des progrès considérables grâce notamment aux potentialités ouvertes par les TIC (ex: efficacité énergétique sans cesse accrue des moteurs essence et diesel dans l'industrie automobile). Typiquement, l'ambition des filières solaires dédiées à la production d'électricité (PV concentré ou non ; centrales thermodynamiques) ne peut être que de relever le défi de la « parité réseau » sans subvention. Bien entendu, le défi n'est pas le même selon l'endroit où l'on se situe dans le réseau :

Les systèmes photovoltaïques équipant un bâtiment (toiture, façade) doivent avoir un coût de production comparable au tarif de détail TTC de l'électricité achetée au réseau par le

propriétaire du système qu'il soit dans le secteur résidentiel, tertiaire ou industriel. Ce prix de l'électricité varie énormément d'un pays à l'autre : France (8,5 c€/kWh), Italie : (20 c€/kWh), Californie (jusqu'à 45 c\$/kWh selon les heures). De ce fait, la compétitivité du photovoltaïque en toiture/façade se produira en premier dans les régions combinant prix élevé de l'électricité au niveau du détail et ensoleillement fort. L'industrie estime que la compétitivité du photovoltaïque pourrait être atteinte d'ici 2 à 3 ans en Italie.

- Les centrales avec un stockage de plusieurs heures peuvent fournir de la puissance à des périodes où l'énergie solaire n'est pas disponible. De ce fait, elles pourront être utilisées en écrêtement de pointe journalière. Dans ce cas, le coût de production de l'électricité solaire peut se comparer en première approche au coût de production des moyens de semi-base, par exemple des centrales à cycles combinés gaz.
- Les centrales sans stockage, ou avec un petit stockage tampon destiné au lissage, ne peuvent pas se comparer directement aux autres types de centrales qui injectent de l'électricité au réseau du fait de l'intermittence. Une étude préalable de l'insertion de cette production dans le mix énergétique et de l'évaluation du service rendu est nécessaire. Dans ce cas, atteindre la compétitivité de l'électricité « réseau » nécessite des ruptures technologiques significatives. Ces différentes « marches technologiques » à franchir devraient cependant s'alléger à MT avec le renchérissement inéluctable des prix de marché de l'énergie (raréfaction énergies fossiles, taxe CO2 de plus en plus pénalisante). Dans l'immédiat, le niveau des politiques nationales de soutien aux énergies solaires restera déterminant pour leur développement.

4. La situation actuelle de l'électricité CSP à partir des deux figures ci-dessous, nous pouvons détecter le type de CSP qui domine le marché de cette technologie [3]

Puissance solaire thermodynamique installée en 2010

sources : AIE, SER, Protermosolar

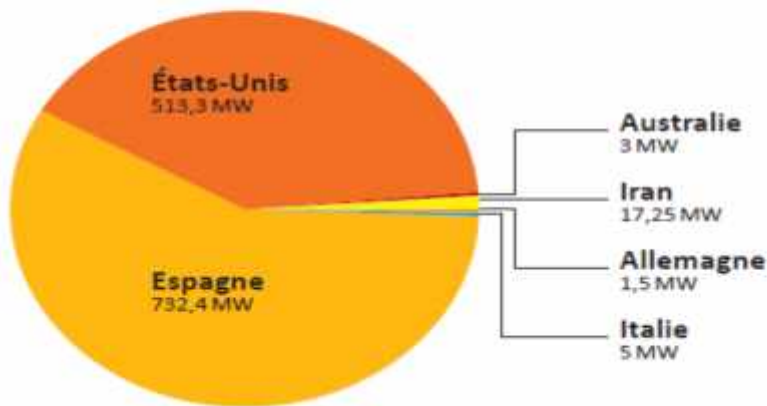


Figure I.4.2 : Puissance solaire thermodynamique installé en 2010

Puissance solaire thermodynamique en cours de construction au 1^{er} janvier 2011

sources : AIE, SER, Protermosolar

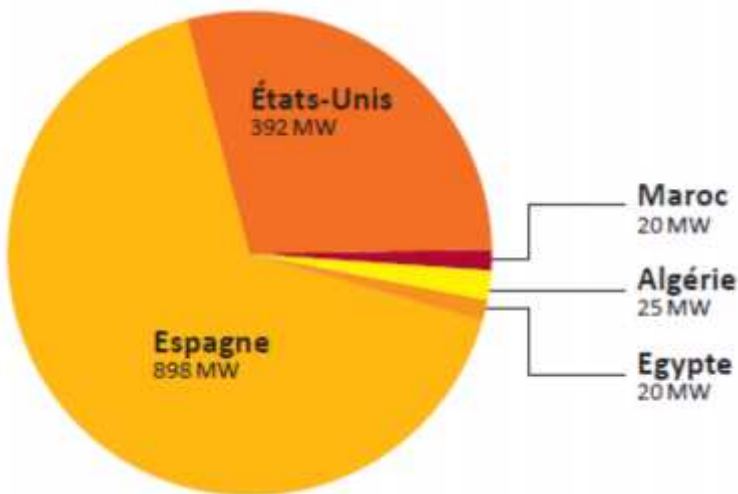


Figure I.4.3 : Puissance solaire thermodynamique en cours de construction janvier 2011

En décembre 2009¹, plus de 30 centrales de 50 MW chacune basées sur la technologie des miroirs cylindroparaboliques, ainsi qu'une centrale à tour de 17 MW (avec 15h de stockage) sont en construction en Espagne. Quatre d'entre elles seront prochainement connectées au réseau. L'ensemble de ces projets représente un investissement d'environ 5.000 M€

¹ L'électricité solaire thermodynamique valoriser le potentiel méditerranéen , Association Européenne de l'Electricité Solaire Thermodynamique à Concentration

Deux centrales solaires conçues pour fournir une énergie thermique additionnelle au cycle vapeur d'un cycle combiné, sont en cours de construction en Algérie et au Maroc. En Espagne, une vingtaine de projets sont à des étapes de développement assez avancées pour un investissement total de plus de 5.000 M€ Le nombre d'appels d'offres ouverts et de projets approuvés devient significatif, et permet aux opérateurs et autres développeurs de construire des centrales solaires thermodynamiques à concentration partout dans le monde (États-Unis, Emirats Arabes Unis, Chine, Australie, etc.) pour une puissance totale de plus de 1.000 MW. [2]

Fin 2010, on recensait une capacité mondiale de solaire thermodynamique d'environ 1 300 MW. L'Espagne et les États-Unis concentrent la quasi-totalité des centrales thermodynamiques en activité. Ils sont les seuls à commercialiser actuellement de l'électricité provenant du solaire à concentration. L'Espagne représente également 66 % des centrales en cours de construction équivalant à une puissance d'environ 900 M W. Des projets de centrales à concentration sont également en cours de construction aux États-Unis, en Egypte, au Maroc et en Algérie pour une capacité totale d'environ 457 M W. [3]

5. Répartition des capacités selon les technologies en 2010 [3]

D'après la figure I.4.4, nous pouvons illustrer la répartition des capacités de CSP

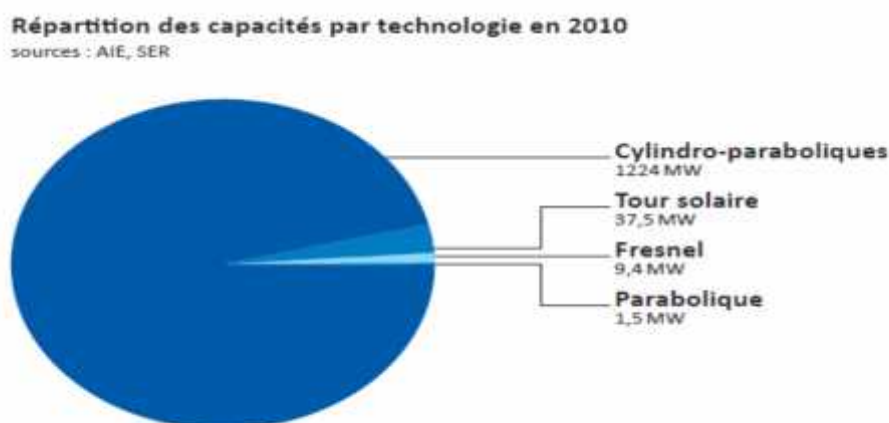


Figure I.4. 4: repartition des capacités par technologie en 2010(source aie, SER)

Les centrales solaires à collecteurs cylindroparaboliques représentent 96 % des centrales actuellement en activité. C'est également la technologie privilégiée pour la plupart des centrales en construction et en projet. Cette technologie bénéficie, en effet, du retour

d'expérience des centrales SEGS (Solar Energy Generating Systems) en Californie, en opération depuis bientôt 30 ans. Il existe également plusieurs exemples de centrales Compact Linear Fresnel (CLFR) dans le monde : aux États-Unis avec la centrale thermique de Kimberlina (5 M W), à Liddell en Australie (3MW) ou encore à Murcia en Espagne (1,4 M W). La technologie des centrales à tour est présente en Espagne, à Séville, avec les centrales PS10 et PS20 de puissances respectives de 10 M W et 20 M W, ainsi qu'aux États-Unis avec la Sierra Sun Tower de 5 M W, ou encore en Allemagne avec la centrale expérimentale de Jülich de 1,5 M W. [17]

6. Perspectives de marché pour l'électricité CSP [2]

Grâce à la possibilité d'associer un stockage thermique, l'électricité produite par les centrales solaires thermodynamiques à concentration est aisément dispatchable. Cet atout peut être encore renforcé par de nouvelles technologies et/ou des systèmes hybrides utilisant d'autres combustibles renouvelables (biomasse) ou fossiles. Elles permettent au réseau de mieux accommoder les autres sources d'énergies renouvelables intermittentes. Pour compléter le potentiel de la technologie, il faut citer les possibilités de cogénération, soit la production simultanée de vapeur ou d'eau dessalée et d'électricité. Ces applications doubles pourront apporter d'importants bénéfices à certaines régions (électricité et dessalement de l'eau de mer par exemple). Les coûts diminueront grâce aux innovations dans les équipements et composants, aux gains de productivité liés à la grande série, à l'accroissement de l'efficacité énergétique et du nombre d'heures de fonctionnement (grâce à l'augmentation de la capacité de stockage), à de plus gros blocs de puissance, à la diminution des coûts d'exploitation et de maintenance, à la courbe d'apprentissage et aux économies d'échelle.[2]

Tableau I.4. 4: perspectives de marché pour l'électricité CSP

		2020	2030
Capacité installée de centrales STC en Europe	GW	30	60
Production d'Electricité STC en Europe	TWh/an	89,8	195
Capacité installée de centrales STC en Afrique du Nord	GW	20	85
Production d'Electricité STC en Afrique du Nord	TWh/an	64	286

Source : ESTELA 2009

Selon ce tableau I.4.4, les pays du Nord de l'Afrique devraient développer des technologies propres pour faire face à l'accroissement de leur demande énergétique domestique. Alors qu'un objectif de 30 GW pour 2020 est atteignable à moyen terme dans l'UE, une contribution encore plus importante pourrait être obtenue à long terme si les potentiels des pays d'Afrique du Nord sont exploités. Les objectifs de 20 GW pour 2020 et 85 GW pour 2030 sont réalisables en Afrique du Nord si l'on prend en compte le développement de ces pays

7. CSP comme vecteur de développement régional à long terme [2]

La figure suivante donne une estimation de la production énergétique sur le bassin méditerranéen à partir de CSP entre 2020-2030



Figure I.4.5: estimation CSP 2020-2030 production énergétique en Europe du sud et Afrique du nord

Une stratégie mondiale à long terme est nécessaire pour créer un système énergétique durable et viable, basé sur des sources renouvelables afin de sécuriser les approvisionnements et répondre aux défis du changement climatique. Concernant l'approvisionnement de l'UE à long terme, les approches régionales sont d'une importance capitale (par ex. les pays baltes, l'Europe Centrale et de l'Est, et le pourtour méditerranéen). A long terme le super réseau sera le moyen le plus économique et efficace d'interconnecter une Europe élargie à ses pays voisins. En misant sur l'énergie solaire thermodynamique à concentration, l'UE et ses Etats Membres pourront bénéficier du fait que le plus grand potentiel mondial se trouve en Europe du Sud et dans les pays voisins, partenaires de l'Union pour la Méditerranée. Les pays du Nord de l'Afrique devraient développer des technologies propres pour faire face à l'accroissement de leur demande énergétique domestique. Alors qu'un objectif de 30 GW pour 2020 est atteignable à moyen terme dans l'UE, une contribution encore plus importante

pourrait être obtenue à long terme si les potentiels des pays d'Afrique du Nord sont exploités. Les objectifs de 20 GW pour 2020 et 85 GW pour 2030 sont réalisables en Afrique du Nord si l'on prend en compte le développement de ces pays. [2]

Conclusion

L'analyse comparative des différents types de la technologie CSP fait part de l'avantage des deux technologies les cylindroparaboliques et les tours solaires malgré que ces derniers gagnent du terrain au fur et à mesure que la technologie est éprouvée. L'étude de marche de l'électricité générée de CSP montre que le cylindroparaboliques détient plus de 80% du marché de CSP suivi par les tours solaire avec des capacités entre 10 et 50 MW. Nous pouvons dire que la technologie CSP est peut devenir un vecteur de développement mondiale et régionale avec cette perspective d'évolution. Pour que l'Algérie tire d'opportunité de la technologie CSP dans la génération d'électricité à lancer un programme vaste sur les énergies renouvelables avec une part intéressantes du solaire dont ces deux voies.

Introduction

Cette partie présente trois chapitres : chapitre 5 : Le solaire à concentration (CSP) dans le programme national des énergies renouvelables, et les programmes transnationaux, chapitre 6 sur le benchmark ou nous analysons les programmes des pays voisins et même pétroliers dans le domaine des énergies renouvelables et en particulier de solaire thermique à concentration dans le but de déterminer les points de retard pour l'Algérie et chapitre 7 est consacré à l'analyse de la stratégie de développement des énergies renouvelables selon l'opérateur nationale dans le domaine électrique SONELGAZ

L'Algérie amorce une dynamique d'énergie verte en lançant un programme ambitieux de développement des énergies renouvelables (EnR) et d'efficacité énergétique. Cette vision du gouvernement algérien s'appuie sur une stratégie axée sur la mise en valeur des ressources inépuisables comme le solaire et leur utilisation pour diversifier les sources d'énergie et préparer l'Algérie de l'après le pétrole. Grâce à la combinaison des initiatives et des intelligences, l'Algérie s'engage dans une nouvelle ère énergétique durable.

Le programme¹ consiste à installer une puissance d'origine renouvelable de près de 22 000 MW entre 2011 et 2030 dont 12 000 MW seront dédiés à couvrir la demande nationale en électricité et 10 000 MW à l'exportation. L'exportation de l'électricité est toutefois conditionnée par l'existence d'une garantie d'achat à long terme, de partenaires fiables et de financements extérieurs.

A la faveur de ce programme, les énergies renouvelables se placent au cœur des politiques énergétique et économique menées par l'Algérie : d'ici 2030, environ 40% de la production d'électricité destinée à la consommation nationale sera d'origine renouvelable. En effet, l'Algérie compte se positionner comme un acteur majeur dans la production de l'électricité à partir du solaire photovoltaïque et du solaire thermique qui seront les moteurs d'un développement économique durable à même d'impulser un nouveau modèle de croissance.

¹ Le Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique a été élaboré par le ministère de l'énergie et des mines Mars 2011 ; Conception et réalisation SATINFO Société du Groupe Sonelgaz

Chapitre5: Le solaire à concentration (CSP) dans le programme national des EnR, les programmes transnationaux

Introduction

Nous analysons dans ce chapitre le programme national des énergies renouvelables, et la position de la technologie CSP dans les programmes : le programme de la banque mondiale, le plan solaire méditerranéen, et le projet DESERTEC, ainsi nous allons aborder la section cout de l'énergie générer de CSP et en fin de chapitre nous étudions les freinent limitant l'évolution de la technologie CSP

1-La solaire à concentration (CSP) dans le programme national des EnR[6] [21]

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois. Comparativement, les potentiels en éolien, en biomasse, en géothermie et en hydroélectricité sont beaucoup moins importants. Cela n'exclut pas pour autant le lancement de nombreux projets de réalisation de fermes éoliennes et la mise en œuvre de projets expérimentaux en biomasse et en géothermie.

Dans le programme national des énergies renouvelables¹ et de l'efficacité énergétique, l'Algérie inclut la réalisation, d'ici 2020, d'une soixantaine de centrales solaires photovoltaïques et solaires thermiques, de fermes éoliennes et de centrales hybrides, L'Algérie s'engage avec détermination sur la voie des énergies renouvelables afin d'apporter des solutions globales et durables aux défis environnementaux et aux problématiques de préservation des ressources énergétiques d'origine fossile.

Ce choix stratégique est motivé par l'immense potentiel en énergie solaire. Cette énergie constitue l'axe majeur du programme qui consacre au solaire thermique et au solaire photovoltaïque une part essentielle. Le solaire devrait atteindre d'ici 2030 plus de 37% de la production nationale d'électricité Malgré un potentiel assez faible, le programme n'exclut pas

¹ Le Programme des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique a été élaboré par le ministère de l'énergie et des mines Mars 2011 ; Conception et réalisation SATINFO Société du Groupe Sonelgaz

l'éolien qui constitue le second axe de développement et dont la part devrait avoisiner les 3% de la production d'électricité en 2030.

L'Algérie prévoit également l'installation de quelques unités de taille expérimentale afin de tester les différentes technologies en matière de biomasse, de géothermie et de dessalement des eaux saumâtres par les différentes filières d'énergie renouvelable. la figure II.5.1 montre la pénétration des énergies renouvelables dans le parc de la production énergétique nationale

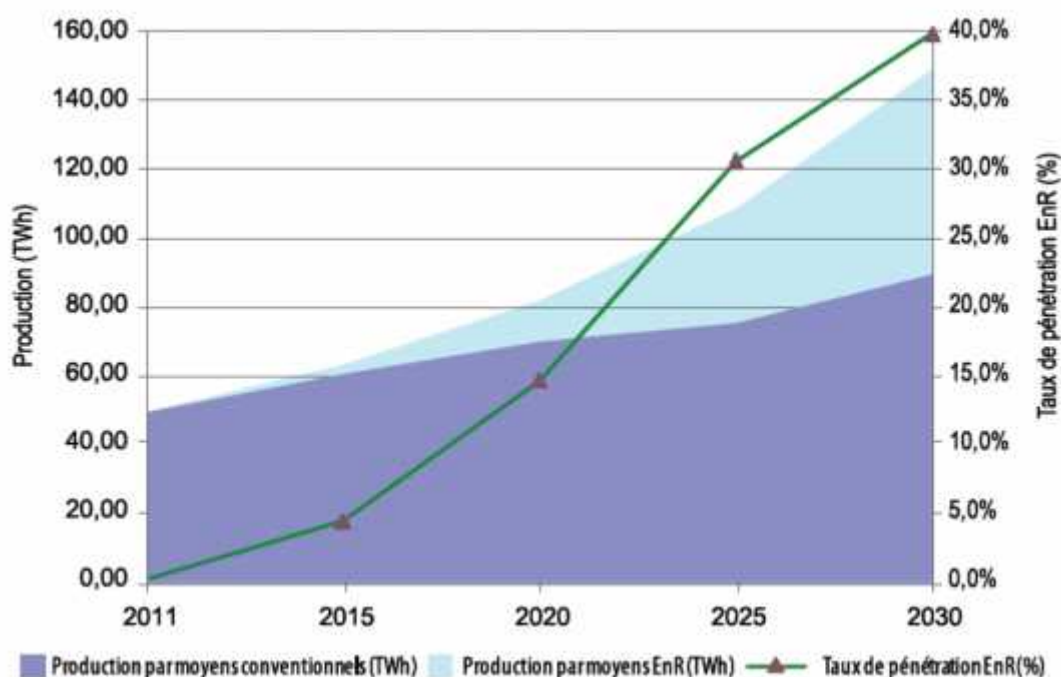


Figure II.5.1 : pénétration des EnR dans la production nationale en TWh [6]

Le programme des EnR est défini ainsi pour les différentes phases :

- d'ici 2013, il est prévu l'installation d'une puissance totale de l'ordre de 110 MW;
- à l'horizon 2015, une puissance totale de près de 650 MW serait installée;
- d'ici 2020, il est attendu l'installation d'une puissance totale d'environ 2 600 MW pour le marché national et une possibilité d'exportation de l'ordre de 2 000 MW;
- d'ici 2030, il est prévu l'installation d'une puissance de près de 12 000 MW pour le marché national ainsi qu'une possibilité d'exportation allant jusqu'à 10 000 MW



Figure II.5.2 : Structure du parc de la production nationale en MW [6]

La synthèse de ce programme montre l'intérêt de l'énergie solaire thermique dans la stratégie énergétique nationale :

Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune seront lancés sur la période 2011-2013. Ces projets s'ajouteront à la centrale hybride de Hassi R'Mel d'une puissance de 150 MW, dont 25 MW en solaire.

Sur la période 2016-2020, quatre centrales solaires thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1 200 MW devraient être mises en service. Le programme de la phase 2021-2030 prévoit l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023, puis 600 MW par an jusqu'en 2030. Donc pour plus de détails :

La période 2011-2013 connaîtra le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de la filière solaire thermique.

Sur la période 2014-2020, il est prévu un taux d'intégration de 50% à travers la mise en œuvre de trois projets majeurs qui seront menés en parallèle à des actions de renforcement des capacités d'engineering :

- construction d'une usine de fabrication de miroirs;
- construction d'usines de fabrication d'équipements de fluide caloporteur et de stockage d'énergie;

- construction d'une usine pour la fabrication des équipements du bloc de puissance;
- développement de l'activité engineering et capacités de conception, procurèrent et réalisation.

Sur la période 2021-2030, le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à la concrétisation des projets suivants :

- extension de la capacité de fabrication des miroirs;
- extension de la capacité de fabrication d'équipements de fluides caloporteurs et de stockage d'énergie;
- extension de la capacité de fabrication des équipements du bloc de puissance;

Le programme d'efficacité énergétique : obéit à la volonté de l'Algérie de favoriser une utilisation plus responsable de l'énergie et d'explorer toutes les voies pour préserver les ressources et systématiser la consommation utile et optimale.

L'efficacité énergétique [21] consiste à produire les mêmes biens ou services, mais en utilisant le moins d'énergie possible. Ce programme contient des actions qui privilégient le recours aux formes d'énergie les mieux adaptées aux différents usages et nécessitant la modification des comportements et l'amélioration des équipements.

Le plan d'action en matière d'efficacité énergétique se présente comme suit pour le solaire :

➤ Isolation thermique des bâtiments

En Algérie, le secteur du bâtiment est le secteur le plus énergivore. Sa consommation représente plus de 42% de la consommation finale.

- Les actions de maîtrise de l'énergie proposées pour ce secteur portent notamment sur l'introduction de l'isolation thermique des bâtiments qui permettra de réduire d'environ 40% la consommation d'énergie liée au chauffage et à la climatisation des conception, procurement et réalisation de centrales par des moyens propres
 - Développement du chauffe-eau solaire
- La pénétration du chauffe-eau solaire (CES) en Algérie reste embryonnaire mais le potentiel est important. Il est prévu, dans ce sens, le développement du chauffe-eau solaire en le substituant progressivement au chauffe-eau traditionnel. L'acquisition d'un chauffe-eau solaire est soutenue par le fonds national pour la maîtrise de l'énergie(FNME).

- Développement des capacités industrielles : Pour accompagner et réussir le programme des énergies renouvelables, l'Algérie envisage de renforcer le tissu industriel pour être à l'avant-garde des mutations positives, aussi bien sur les plans industriel et technique que sur les plans de l'ingénierie et de la recherche. L'Algérie est également déterminée à investir tous les segments créateurs et à les développer localement.

- Le solaire thermique à concentration
 - La période 2011-2013 connaîtra le lancement des études pour la fabrication locale des équipements de la filière solaire thermique.
 - Sur la période 2014-2020, il est prévu un taux d'intégration de 50% à travers la mise en œuvre de trois projets majeurs qui seront menés en parallèle à des actions de renforcement des capacités d'engineering :
 1. construction d'une usine de fabrication de miroirs;
 2. construction d'usines de fabrication d'équipements de fluide caloporteur et de stockage d'énergie;
 3. construction d'une usine pour la fabrication des équipements du bloc de puissance;
 4. développement de l'activité engineering et capacités de conception, procurement et réalisation.

 - Sur la période 2021-2030, le taux d'intégration devrait être supérieur à 80% grâce à la concrétisation des projets suivants :
 1. extension de la capacité de fabrication des miroirs;
 2. extension de la capacité de fabrication d'équipements de fluides caloporteurs et de stockage d'énergie;
 3. extension de la capacité de fabrication des équipements du bloc de puissance;
 4. conception, procurement et réalisation de centrales par des moyens propres

2-les programmes transnationaux

A. Le CSP dans le programme de la banque mondiale [22]

L'énergie solaire concentrée (CSP) est une technologie qui repose sur l'utilisation d'une énergie renouvelable et qui, après une période de stagnation, a commencé à pénétrer le marché de l'énergie, en particulier en Espagne et aux États-Unis, mais également dans la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA), de même que dans d'autres régions du monde. La région MENA est l'une des régions qui offrent les meilleures conditions au monde pour le développement de la CSP : fort ensoleillement, faibles précipitations, présence de nombreux terrains plats non exploités à proximité des routes et des réseaux de transport de l'électricité. La région est de surcroît proche de l'Europe, où l'électricité verte est très prisée.

Plan d'investissement pour le développement de la CSP dans la région MENA² [23]

Le Plan d'investissement pour le développement de la CSP dans la région MENA (Plan d'investissement (MENA-CSP), qui bénéficie du soutien du Groupe de la Banque mondiale et de BAfD, vise à utiliser de manière stratégique les financements concessionnels alloués au titre du Fonds pour les technologies propres (FTP) pour accélérer l'adoption de la technologie CSP dans la région. Il a été approuvé par le Comité du Fonds fiduciaire du FTP en décembre 2009.

Le Plan d'investissement MENA-CSP est un programme d'atténuation du changement climatique qui marque une étape décisive. Il a pour objet de cofinancer la mise en service de neuf centrales CPS commerciales (d'une capacité totale d'environ 1,2 gigawatt) et de deux projets de transmission stratégiques dans cinq pays de la région MENA (Algérie, Égypte, Jordanie, Maroc et Tunisie). À terme, l'objectif est de faire en sorte que les pays méditerranéens de la région MENA deviennent d'importants fournisseurs et consommateurs d'électricité CSP. Le Plan d'investissement a été conçu à l'origine pour assurer la transition vers la mise en service, à partir de la capacité d'1,2 gigawatt qu'il contribuera directement à financer, d'installations de production de CSP d'une capacité d'au moins 5 gigawatts à l'horizon 2020. Les premiers projets devraient entrer en phase de production commerciale dès 2014 et alimenteront en un premier temps les marchés intérieurs des pays de la région MENA.

Le plan d'investissement soutenu par le FTP vise les objectifs suivants :

² L'énergie solaire concentrée au Moyen-Orient et en Afrique du Nord, Fonds d'investissement climatiques, www.climateinvestmentfunds.org

Permettre à la région de contribuer à l'atténuation du changement climatique à l'échelle planétaire.

Appuyer la mise en place d'une capacité de production d'énergie solaire concentrée d'environ un gigawatt, représentant le triplement des capacités mondiales existantes.

Appuyer la création d'infrastructures de transport d'énergie au Maghreb et au Machrek, pour la consommation locale et l'exportation d'électricité, dans le cadre du projet d'amélioration du réseau méditerranéen qui permettra de déployer l'énergie solaire concentrée à grande échelle grâce à l'intégration des marchés de la région.

Mobiliser des investissements publics et privés en faveur des centrales thermo solaires dans une proportion représentant pratiquement le triplement des investissements mondiaux actuels dans ce secteur.

Aider les pays de la région MENA à réaliser leurs objectifs de développement en matière de sécurité énergétique, de croissance et de diversification industrielles et d'intégration régionale un effort qui mobilisera 4,85 milliards de dollars supplémentaires auprès d'autres sources. Le Plan d'investissement s'articule autour du déploiement de 10 à 12 centrales électriques à l'échelle industrielle. Ces installations seront construites sur une période de trois à cinq ans afin de créer la masse critique d'investissements nécessaires pour susciter suffisamment d'intérêt de la part du secteur privé, réaliser des économies d'énergie pour réduire les coûts, tirer des enseignements dans diverses conditions d'exploitation et gérer les risques.

Le plan d'investissement dans la région MENA est financé par le Fonds pour les technologies propres (FTP). Le FTP est un fonds fiduciaire multi donateurs créé en 2008 dans le cadre des Fonds d'investissement climatiques (FIC), a pour objectif d'assurer un financement plus soutenu des activités de démonstration, de déploiement et de transfert de technologies à faible émission de carbone présentant un potentiel important de réduction des émissions de gaz à effet de serre (GES) à long terme. Les ressources du FTP se chiffrent à environ 4,5 milliards de dollars (sur la base des taux de change en vigueur au 25 septembre 2008, date des annonces de contributions initiales aux FIC) et proviennent des promesses de contributions des bailleurs de fonds (Allemagne, Australie, Espagne, États-Unis, France, Japon, Royaume-Uni, Suède). Le FTP finance un ensemble de plans d'investissement qui répondent aux critères suivants : réduction sensible des émissions de GES, possibilités de démonstration à grande échelle, impact sur le développement et facilité de mise en œuvre.

B. Le CSP dans le plan solaire méditerranéen (PSM)

Le Plan Solaire Méditerranéen (PSM) vise à accroître l'utilisation des énergies renouvelables [24](EnR) et à renforcer l'efficacité énergétique des 43 Etats membres de l'Union pour la Méditerranée, lancée en juillet 2008 par la France[25]. Ce plan prévoit la construction de capacités de production d'électricité de source renouvelable, dont le solaire, de 20 gigawatts (GW) à horizon 2020 sur les rives Est et Sud de la Méditerranée. L'électricité produite sera consommée par le marché local tandis que 5 GW seront exportés vers l'Europe afin de garantir la rentabilité des projets de centrales.[26]

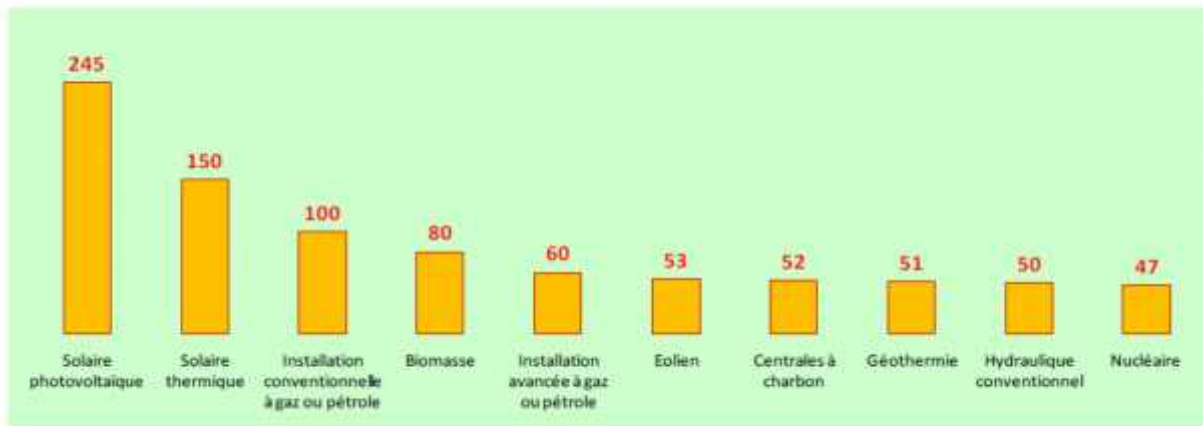
Deux ans après le lancement du plan, plus de 150 projets dédiés aux EnR sont à l'étude dans les pays du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord (MENA) : Maroc, Algérie, Tunisie, Egypte, Jordanie, Syrie, Liban, Turquie... Mais ces projets ne représentent que 10 GW à ce jour, selon la Femip (Facilité euro-méditerranéenne d'investissement et de partenariat), branche de la Banque européenne d'investissement (BEI). 56% de ces projets sont dédiés à l'énergie solaire (soit près de 6 GW), 38% à l'éolien terrestre et 6% à l'hydroélectrique, a précisé la FEMIP en mai dernier à Valence (Espagne), à l'occasion d'une conférence sur le Plan Solaire Méditerranéen. Mais peu d'entre eux sont à l'heure actuelle "matures"... Seuls 2,1 GW concernent des projets avancés - donc technologiquement viables - et sont de surcroît majoritairement dédiés à l'éolien. 1/3 seulement de ces projets (soit 0,6 GW) présentent un plan de financement arrêté.

Le Plan Solaire Méditerranéen prévoit un coût total situé entre 38 et 46 milliards d'euros sur la période 2009-2020, financé par des bailleurs publics et des financements privés. Mais on reste loin du compte : la Banque Mondiale s'est engagée à débloquer 6 à 8 milliards de dollars US dont 750 millions issus du Fonds de Technologie Propre (CTF), a rappelé l'organisation SolarMed, à l'occasion d'un salon dédié au PSM, organisé mi-septembre à Paris. La BEI, la banque allemande KfW et l'Agence Française de Développement ont de leur côté promis 5 milliards d'euros tandis que 1,5 milliards d'euros doivent provenir du Fonds européen Marguerite. 650 millions d'euros supplémentaires devraient être également issus de fonds propres (Fonds Inframed et Facilité en fonds propres -FISEM).

3-Le Coût de l'énergie solaire [27]

A-Le solaire constitue actuellement une source d'énergie chère³ : Les sources d'énergie les moins coûteuses sont représentées par le nucléaire (47 euros/MWh) et les centrales hydrauliques (50 euros/MWh). Les installations électriques à base de gaz ou de pétrole affichent des coûts supérieurs (entre 60 et 100 euros par MWh), mais moins élevés que ceux de l'énergie solaire (entre 150 et 245 euros par MWh).

Le coût est donc d'environ 3 à 5 fois plus élevé que celui des énergies produites à partir des sources conventionnelles. Dans la figure II.5.3 le solaire apparaît également comme la plus chère parmi les énergies renouvelables, l'éolien ne coûtant que 53 euros/MWh et la biomasse 80 euros/MWh.



Source : LAGEFI, Etudes Goldman SACHS

Figure II.5.3 : Coût des énergies (pour 1 MWh, en euros) [27]

B-Le solaire est l'énergie du futur, et s'avère économique dans le long terme[27]

Sur le long terme, les prix du charbon, du gaz et surtout du pétrole augmenteront avec l'épuisement progressif de ces ressources. L'énergie solaire constitue une alternative durable face à la réduction des réserves de combustibles fossiles, à la flambée du prix du pétrole et à la consommation croissante d'énergie.

Une étude réalisée par Goldman SACHS prévoit une diminution très sensible du coût des installations solaires dans les dix (10) prochaines années. Cette baisse des coûts résultera du

³ L'énergie solaire dans le monde et en Afrique Mai 2011 « Performances Management Consulting »

développement croissant (+27%) des installations solaires d'ici 2015. La taille des centrales solaires thermiques deviendra également de plus en plus grande, et favoriser une baisse importante du coût du kWh. De plus, la technique de stockage de la chaleur dans des cuves de sel fondu permet de produire de l'électricité la nuit avec une autonomie de 7,5 heures hors ensoleillement.

La Commission Européenne pour les énergies renouvelables prévoit que l'énergie solaire représentera une part de 20 % dans les énergies renouvelables, celles-ci devant apporter 20 % de l'énergie en 2020 et 50 % en 2040. [27]

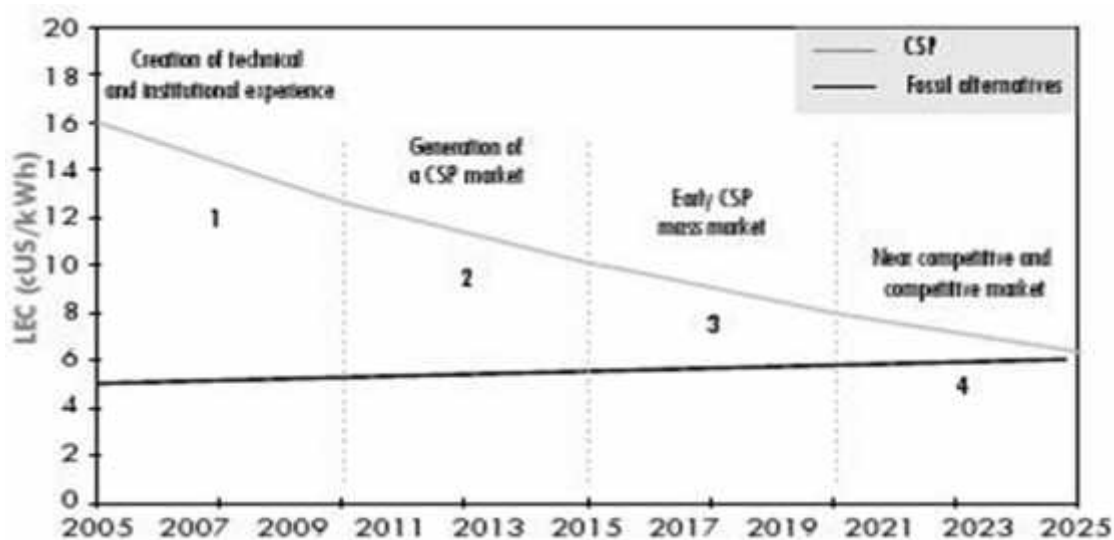
Les systèmes de production d'énergie solaire ont un coût proportionnel quasi nul : il n'y a pas de combustible, seulement des frais (maintenance, entretien...). Les coûts d'investissement, sont cependant beaucoup plus élevés que pour les technologies fossiles ou les autres renouvelables (éolien, hydraulique...). Aujourd'hui, les installations de panneaux solaires atteignent en moyenne le seuil de rentabilité au bout de 10 à 15 ans et peuvent être garantis jusqu'à 25 ans. Les chauffe-eau auraient par contre un temps de retour sur investissement plus court, de 5 à 8 ans. Il faut cependant nuancer ces évaluations car en réalité les coûts d'investissement et leur rentabilité évoluent très rapidement en fonction du développement de la production industrielle des composants pour répondre à une demande plus soutenue, ce qui fera baisser les coûts rapidement (effet d'échelle). Il faut également apprécier le coût d'une installation solaire dans chaque pays, en fonction du coût et de la qualité de l'électricité livrée à travers le réseau par les opérateurs d'électricité. Celui-ci dans certains pays, notamment en Afrique, est si élevé et si imparfait, qu'il rend attractif et rentable des offres de solaire photovoltaïque, avec un retour sur investissement plus rapide. [27]

L'usage du solaire passif (capteurs thermiques) permet de produire de l'eau chaude à faible coût pour différents usages, notamment sanitaires. Une fois l'installation réalisée, l'entretien est très peu coûteux et permet de faire des économies substantielles de combustible fossile ou d'électricité. En revanche, pour une production d'électricité centralisée, le coût d'investissement apparaît aujourd'hui élevé pour le solaire thermodynamique ou photovoltaïque). Le développement du marché facilitera l'industrialisation de la production des composants et abaissera de façon substantielle le coût d'investissement pour ces technologies. De nombreux pays ont donc mis en place des systèmes d'incitation financière (sous forme de détaxation, de subventions, ou de tarifs avantageux pour le rachat de l'énergie produite) lesquelles sont nécessaires pour amorcer la pompe et développer la demande. Les

capacités à initier de projets éligibles à des financements du marché carbone, devraient également être développées, pour faciliter l'accès à l'offre d'énergie solaire.

L'usage de système de production d'énergie solaire se justifie aussi dans les situations où il est très coûteux de transporter des combustibles (fossiles) ou de procéder à un raccordement au réseau électrique, comme pour des appareils isolés (balises marines, horodateurs), ou dans des zones isolées ou peu peuplées. [27] [28]

C-l'estimation des prix et leur évolution : Les prix sont parfois difficiles à obtenir. Dans le début des années 2000⁴, il était annoncé des prix de l'ordre de 170 €/MWh en Europe et aussi de 170 \$/MWh aux USA. Tout le débat se résumait à la vitesse à laquelle ces prix allaient baisser! Selon la banque mondiale les "courbes d'apprentissage" conduiraient à une diminution du prix d'un facteur 2 pour un accroissement de la capacité installée d'un facteur 10 à 20, comme montré sur la figure II.5. 4 [29]



La figure II.5.4: Les diminutions de prix du MWh prévues par la Banque Mondiale

Récemment (début 2011), l'ensemble des installations est de l'ordre de 1.2 GW, mais un rapide développement nous est promis par la Commission européenne 4.5 GW mis en service en 2010-2014. En Espagne, comme dans une grande partie de l'Europe, la subvention aux renouvelables prend principalement l'aspect d'un tarif d'obligation d'achat. Ils ont d'abord été fixés par un décret de 2007 à 269 €/MWh pour 25 ans. Pour comparer, l'électricité

⁴ Frédéric LIVET (SIMaP, UMR CNRS 5266, INPG-UJF, BP 75 38402-St Martin d'Hères, France) : Le solaire thermique à concentration, http://ex.sauvonsleclimat.org/new/spip/IMG/pdf/Acket-Solaire_thermodynamique.pdf

photovoltaïque (PV) était fixée à 418 €/MWh pour une installation de moins de 10MWc. En 2008, le prix d'achat du PV a été réduit à 320 (>20KW) ou 340 (<20KW) €/MWh. Ces prix d'achat ne sont pas, contrairement à ce qu'on pense, complètement arbitraires: ils reflètent assez bien les coûts réels qui sont calculés pour attirer les investisseurs. exemple, dans le tableau II.5.1 le fait que le prix du PV était fixé plus haut reflétait son coût alors plus élevé.

Tableau II.5.1: L'estimation du coût d'investissement de divers projets solaires (en M€ et en €/Wc). track-PV fait référence au PV orientable et thin-PV aux récents panneaux en couches minces.

Country	Project	techn.	année	MWc	M€	€/Wc
Italy	Rovigo	PV	2010	70	276	4.
Spain	Solnova 1	CSP	2010	50	234	4.7
Spain	Solnova 3	CSP	2010	50	228	4.6
Spain	Andasol 2	CSP	2009	50	294	5.9
Italy	Montaldo di Castro	PV	2009	24	120	5.
Italy	Montaldo di Castro	PV	2009	6	30	5.
Germany	Brandis	thin-PV	2009	40	130	3.25
Spain	Extresol 1	CSP	2009	50	300	6.
Spain	Olmedilla	PV	2008	60	400	6.3
Spain	Puertollano	PV	2008	47.6	347	7.
Spain	El Claveron	PV	2008	21	172	7.
Spain	Abertura	track-PV	2008	23	225	10.
Portugal	SERPA	track-PV	2008	11	68	6.

Source : Frédéric LIVET: Le solaire thermique à concentration, 2011

On peut aussi donner des estimations en termes de coût d'investissement en €/Wc installé (tableau II.5.1).

On a d'assez bonnes estimations parce que cette industrie a demandé pas mal d'aides des gouvernements et des collectivités locales, et surtout elle a demandé aux divers organismes gouvernementaux des emprunts à très bas taux d'intérêt. Dans ces cas, les aides étant proportionnées à la valeur de l'investissement, il fallait éviter de se retrouver avec des dépassements. Aux USA, il s'agit de garanties d'emprunts gérés par le DOE (Département of Energy) au titre du ARRA (American Recovery and Reinvestment Act) qui donnent des taux d'intérêt autour de 2.5 %, en Europe, il s'agit de prêts de la BEI (Banque Européenne d'investissement). La BEI finance autour de 50 % du projet, et a consacré 6 G€ à des projets renouvelables en 2010. Les meilleures estimations sont données par les financiers, parce qu'ils ne peuvent perdre de l'argent. [29]

D- Potentiel solaire en Afrique et le projet DESERTEC

Le Projet DESERTEC vise à connecter plusieurs grandes centrales solaires thermiques, et peut-être d'autres installations d'énergies renouvelables (fermes éoliennes), entre elles ainsi qu'au réseau de distribution de l'électricité qui alimente l'Afrique du Nord[30], l'Europe et le Moyen-Orient. Il vise donc à transférer l'énergie solaire de l'Afrique vers l'Europe, avec une technologie simple : collectée par des capteurs paraboliques, l'énergie serait acheminée par des câbles de haute tension. Le projet repose sur le fait qu'un vingtième de la surface du Sahara couverte de capteurs solaires suffirait à approvisionner la planète en électricité (la consommation mondiale est d'environ 18 000 TWh/an). La technologie de production envisagée est celle des centrales solaires thermodynamiques à concentrateurs, Pour le transport, le projet DESERTEC prévoit d'utiliser de nouveaux types de lignes Haute Tension (lignes de transmission modernes en Courant Continu Haute Tension ou CCHT ou HVDC) qui permettraient de limiter les pertes en ligne à 3% pour 1 000 km. D'un coût de réalisation estimé à 400 milliards d'euros, le projet DESERTEC permettra à l'Europe de remplir ses engagements de réduction de ses émissions de gaz à effet de serre. Il permettra également à l'Afrique du Nord de subvenir à sa propre demande d'énergie et de bénéficier d'une technologie de pointe.



Figure II.5.5: Une figure type du projet “Desertec” Source: the DESERTEC Foundation.

On voit au Sud les installations CSP et les interconnexions prévues

1-Un accord de coopération entre Desertec II et l’Algérie en décembre 2011 [31]

Après le Maroc, le mégaprojet Desertec, qui consiste en la production des énergies renouvelables dans le désert, prendra aussi forme en Algérie par la signature d’un accord de coopération avec l’initiative (DII) qui regroupe des actionnaires et des partenaires de 15 pays. Concernant la compétitivité de l’énergie qui sera produite, DII estime que «les énergies renouvelables devraient ainsi être intégrées sur le marché le plus rapidement possible et sans avoir recours à des subventions». Dii explique que «dans les 10 à 15 premières années, des mécanismes de soutien seront essentiels».

Ce consortium se veut optimiste : «l’électricité en provenance des déserts, estime-t-il, sera compétitive sur le marché dans les années à venir, en Europe et dans la région MENA (Moyen-Orient et Afrique du Nord)». «Au cours des dernières années, l’évolution des prix a rendu économiquement très intéressantes ces technologies qui restent faciles à installer et à faire fonctionner», souligne Dii. «Des analyses datant de 2005 ont montré que le seuil de rentabilité sera atteint entre 2020 et 2030», indique encore le consortium DII.

Le ministre de l’Energie et des Mines, Youcef Yousfi, lors d’un entretien avec PDG de Desertec Industrial Initiative, Paul Van Son, la disponibilité de l’Algérie à fonder avec les initiateurs de ce projet d’énergie solaire un partenariat à long terme.

Le ministre a expliqué que l'Algérie était prête «à entamer une coopération fondée sur un partenariat à long terme intégrant impérativement la fabrication des équipements industriels en Algérie, la réalisation de futures centrales solaires, la formation et la recherche développement avec les centres de recherches et laboratoires algériens.» Sur un autre plan et selon le ministre, «ce partenariat doit également permettre à l'Algérie d'accéder aux marchés extérieurs pour l'exportation de l'électricité.»

2- Le projet Desertec pour les pays du MENA [31]

La vision Desertec représente pour les pays de la région MENA un certain nombre de bénéfices économiques, écologiques et socio-économiques : Renforcement de la sécurité énergétique pour les économies et populations locales à travers l'exploitation de ressources durables. Possibilité d'exporter une énergie propre vers l'Europe et éventuellement vers d'autres régions. Développement d'industries locales. Création d'emplois et transfert de connaissances. Diminution de la dépendance vis-à-vis des carburants et plus généralement des énergies fossiles dont les prix sont volatils.

Développement d'une infrastructure énergétique durable, innovante et tournée vers l'avenir face à l'épuisement des ressources fossiles; les pays disposant (encore) de ressources fossiles importantes auront la possibilité d'investir dans un approvisionnement énergétique durable. Croissance et impulsion économique suite à d'importants investissements. Plus grande diversification économique. Réduction des émissions de CO₂. Lutte contre la pauvreté et amélioration du niveau de vie. Renforcement de la coopération entre les nations de la région MENA et avec l'Europe. Enfin, une garantie de la stabilité politique.

3- La production d'énergie

Le consortium DII ne produira pas lui-même de l'énergie. Les pays de la région MENA travailleront en collaboration avec des entreprises afin de développer petit à petit des projets de production et de distribution d'énergies renouvelables. Objectif de DII : d'ici 2050, l'électricité issue des déserts devrait pouvoir couvrir jusqu'à 100% des besoins de la région MENA, et jusqu'à 15% des besoins européens. La façon dont évoluera le volume de production et de transmission au fil du temps dépend de nombreux facteurs, essentiellement des infrastructures existantes ou qui reste à construire ainsi que de la différence entre les coûts de production et les prix du marché. Dans les 10 à 15 premières années, des mécanismes de

soutien seront essentiels afin de faciliter un tel développement. L'électricité en provenance des déserts sera compétitive sur le marché dans les années à venir, en Europe et dans la région MENA.

Le Desertec et l'industrie d'énergie : Il jouera un rôle de facilitateur. Il s'assurera que les projets se concrétisent, mais n'engagera pas d'investissements propres ou n'interviendra pas dans la construction ou l'exploitation des centrales. Dans la phase de planification fin 2012, l'accent est mis sur la mise en place d'un cadre approprié et la création d'une structure (de marché) durable pour les énergies renouvelables. Ceux-ci attireront des investissements publics et privés sur long terme dans les centrales solaires et éoliennes ainsi que dans les réseaux interconnectés. DII lancera également deux ou trois projets de référence avec des entités responsables en Afrique du Nord afin de démontrer la faisabilité de la vision Desertec.

4-Les projets de références

DII parle de projet de référence ou de projet de coopération. De tels projets visent à démontrer qu'il est possible de produire, transporter et vendre des énergies renouvelables, mais aussi pour rendre plus concrète la nature abstraite de la vision Desertec. Les technologies envisagées pour la production et le transport de l'énergie sont toutes d'ores et déjà en utilisation à l'échelle mondiale. Il est cependant impératif d'établir une référence afin de montrer aux investisseurs que produire de l'énergie dans le désert et la transporter au-delà des frontières jusqu'en Europe est une entreprise possible et judicieuse d'un point de vue économique, technique et réglementaire.

DII lance des appels d'offres concernant deux ou trois projets de référence. Le premier projet se déroulera en collaboration avec MASEN, l'Agence marocaine de l'énergie solaire. D'autres projets pourraient suivre en Algérie, Tunisie et en Égypte. Le rôle exact de DII variera selon la nature de l'accord de coopération conclu avec le pays producteur. DII peut élaborer un business plan, sélectionner des sites appropriés, proposer des combinaisons de technologies adaptées, œuvrer pour la création de conditions juridiques et politiques favorables au niveau local et international, conseiller sur les questions de financement, faciliter l'accès à des fonds internationaux, identifier les clients potentiels de l'énergie produite au niveau local et international et faciliter le transport de l'énergie vers l'Europe. Pour DII, les projets de référence doivent également marquer le début d'une courbe

d'apprentissage industrielle, permettant aux technologies utilisées de devenir compétitives, à moyen terme, sans avoir recours à des subventions.

a-L'implantation des projets de référence [31]

Le Maroc est le pays qui a été choisi pour le moment en raison du réseau déjà existant qui le réunit à l'Espagne. En 2010, le gouvernement marocain a annoncé le lancement d'un programme solaire ambitieux de 2000 MW censé être mis en œuvre d'ici 2020 et a créé dans ce but l'Agence marocaine de l'énergie solaire, MASEN. Celle-ci a lancé un appel d'offres international en 2011 pour un projet de centrale solaire thermique à concentration. Plusieurs entreprises actionnaires de DII ont été présélectionnées pour la centrale solaire proposée d'être construite à Ouarzazate. Le projet de coopération avec MASEN pourrait prendre la forme .DII n'a pas envisagé de parcs éoliens pour le premier projet prévu, car il s'agit d'une technologie pouvant être mise en œuvre assez facilement au Maroc sans le concours de DII. Après rédaction du cahier des charges, diffusion de l'appel d'offres et construction, l'énergie issue du projet commun DII/MASEN pourra commencer à alimenter en courant les réseaux marocains et espagnols autour de 2014. DII et l'entreprise tunisienne STEG Energies Renouvelables ont convenu de mener une étude de faisabilité en Tunisie.

b- Le lien entre DII, le Plan Solaire Méditerranéen et Medgrid [31] [22]

Le transfert de l'électricité issue d'Afrique du Nord vers les marchés européens est un élément clé de la vision Desertec. DII se considère comme précurseur dans le développement d'un marché et est donc ouvert à toute initiative qui puisse y contribuer. C'est pourquoi DII encourage la création de Medgrid, une initiative internationale lancée par le gouvernement français. DII et Medgrid sont complémentaires et ont certains de leurs actionnaires en commun. DII travaille sur l'ensemble de la chaîne de création de valeurs jusqu'en 2050, de la production et du transport de l'énergie, au développement de marchés énergétiques. Medgrid se concentre uniquement sur les questions de transport dans l'espace méditerranéen d'ici 2020. Toutes ces activités ont pour toile de fond le Plan Solaire Méditerranéen (PSM), une initiative politique encadrée par l'Union pour la Méditerranée (UpM). DII et Medgrid unissent leurs forces et travaillent en étroite collaboration.

c-le montant d'investissement :

400 milliards d'euros comme montant d'investissement pour DESERTEC. Le concept Desertec développé par la fondation Desertec se base en grande partie sur des études menées par le Centre aérospatial allemand (DLR). Le chiffre de 400 milliards d'euros, souvent associé à Desertec, provient de l'un des nombreux scénarios élaborés en 2005 par le DLR. Ce chiffre est une estimation qui correspond à la somme totale des investissements qui seraient engagés dans les centrales solaires thermiques à concentration et les câbles de courant continu à haute tension (CCHT) afin de couvrir 15 % des besoins européens en électricité en 2050 à partir des déserts d'Afrique du Nord et du Moyen-Orient. Dans ce scénario, ce chiffre se rapporte aux investissements cumulés dans de nombreux pays jusqu'à 2050.

Ce scénario ne peut pas être transposé à l'identique dans la réalité. Ce chiffre suggère que Desertec se réduit à la réalisation d'un seul grand projet isolé d'une durée de 40 ans dont les coûts totaux pourraient être calculés mathématiquement. Cette interprétation est loin de la réalité, puisque le développement sera progressif et se déroulera en plusieurs étapes, dans plusieurs pays, en collaboration étroite avec les gouvernements, les opérateurs et d'autres nombreux acteurs, en prenant en considération les conditions du marché. Les coûts totaux de la vision Desertec seront bien plus bas que ceux qui pourraient être engendrés si les pays restent dépendants des énergies fossiles et nucléaires.

d- La compétitivité de l'électricité verte des déserts :

Lorsque on parle d'énergies renouvelables en Europe, en Afrique du Nord et au Moyen-Orient, l'objectif est de devenir aussi autonome que possible, c'est-à-dire de se montrer compétitif sans avoir recours à des subventions. Dans de nombreuses régions de la zone MENA, l'énergie éolienne a quasiment atteint le seuil de rentabilité. L'énergie solaire n'est pas aussi avancée, malgré une excellente irradiation solaire. Les coûts des cellules photovoltaïques et des centrales solaires thermiques à concentration sont encore bien au-dessus du niveau du marché.

DII pense cependant que les prix globaux du marché grimperont au fil des années (avec un certain degré de volatilité). Par ailleurs, les coûts de production de l'énergie du désert baisseront sous l'effet d'une courbe d'apprentissage industrielle. Des analyses du DLR datant de 2005 ont montré que le seuil de rentabilité sera atteint entre 2020 et 2030. DII estime que, dans les régions dotées d'un climat et de sites appropriés, les coûts du photovoltaïque

pourraient être couverts avant 2020 et ceux du solaire thermique à concentration quelques années plus tard, à condition que des investissements soient faits dans ces technologies.

e- L'exportation de l'électricité des déserts [31].

Il n'existe que peu d'alternatives sur le long terme en Europe en termes d'approvisionnement en énergie durable. Les principales sources potentiellement exploitables sont l'éolien dans les zones côtières et à la campagne, le photovoltaïque décentralisé, l'énergie hydraulique, le bois, les résidus de l'agriculture (éventuellement importés), la géothermie et peut-être le gaz. En Allemagne, le pourcentage d'énergie issue de sources renouvelables devra atteindre 80 % d'ici 2050. En octobre 2009, le Conseil européen a accepté l'objectif prévoyant de faire baisser les émissions communes de CO₂ de 80 à 95 % d'ici à 2050.

DII souhaite faire en sorte que l'électricité issue des déserts représente une part importante des énergies renouvelables, elles-mêmes incluses dans le mix énergétique européen. DII a un concept d'approvisionnement énergétique très clair : tout d'abord une réduction de la consommation d'énergie (efficacité énergétique) ; ensuite une production décentralisée aussi importante que possible ; et enfin, une production centralisée générant de larges quantités d'énergies renouvelables là où les conditions le permettent (soleil, vent, eau, etc.).

f- Le coût de l'électricité des déserts [31].

- **Les coûts de production de l'électricité** issue du soleil et du vent dans les déserts d'Afrique du Nord, incluant sa transmission, sont d'environ 15 à 25 centimes d'euro par kilowattheure. Ces coûts dépendent principalement de la technologie utilisée, du site, de l'irradiation solaire et d'autres facteurs. Il est probable qu'au cours des 10 prochaines années, ces coûts baisseront jusqu'à environ 10 centimes d'euro/kWh, c'est-à-dire qu'ils se rapprocheront du niveau estimé du marché. En raison des économies d'échelle et des innovations technologiques, on s'attend à ce que les coûts diminuent de manière significative. Les économies d'échelle peuvent être atteintes grâce à une production (locale) à grande échelle de composants, au développement et à la construction de grands projets individuels et à un réseau industriel de fournisseurs. La recherche et le développement jouent également un rôle de premier plan. La recherche se concentre actuellement sur l'augmentation des températures de processus, le stockage de la chaleur et l'augmentation de l'efficacité (efficacité accrue).

- **Le transport d'énergie** : Les lignes de courant continu à haute tension (CCHT) sont un type de technologie dont l'utilisation s'avère être une réussite avec des câbles sous-marins (par exemple dans la mer du Nord entre la Norvège et les Pays-Bas, de l'Italie à la Sardaigne et sous l'Adriatique) et des lignes électriques (par exemple au Congo, en Chine, en Inde et au Brésil).

On détermine la rentabilité en examinant les différences structurelles sur le long terme entre les prix du marché et les coûts de transmission. Aujourd'hui, les pertes énergétiques des lignes CCHT s'élèvent à environ 3% pour 1000 km – les coûts de production dans le désert sont augmentés du même pourcentage. Les coûts de transmission totaux (capital, dépenses opérationnelles et pertes) s'élèvent à environ 1 à 2 centimes d'euro par kilowattheure pour une ligne allant jusqu'à 1500 km.

4- Plusieurs freins limitent le développement du solaire en Afrique⁵ [27]

A. Les obstacles financiers

Pour le continent le plus pauvre de la planète, l'obstacle au développement de l'énergie solaire reste le coût d'une technologie qui, même si elle progresse à grands pas, reste fortement tributaire de soutiens publics. Faudra-t-il attendre que les économies d'échelle fassent baisser les prix pour que celle-ci soit à la portée des populations africaines ? On peut le craindre, même si le coût actuel du photovoltaïque peut souvent être compensé par l'accumulation d'autres coûts évités, comme ceux engendrés par les interruptions d'approvisionnement, le gaspillage de médicaments par interruption de la chaîne de froid ou les déplacements nécessaires pour atteindre des points de raccordement.

Au-delà des obstacles financiers, le solaire, parfois considéré comme «une énergie du pauvre», souffre aussi d'un problème d'image auprès des populations locales. Certains programmes en zones rurales se sont ainsi heurtés aux réticences des habitants qui craignaient que l'installation de panneaux ne retarde leur intégration dans le réseau. Le solaire photovoltaïque est une source d'énergie décentralisée qui devient rentable à partir d'un certain éloignement par rapport au réseau.

⁵ L'énergie solaire dans le monde et en Afrique Mai 2011 Performances Management Consulting

Actuellement ou le prix de pétrole atteint le 100 USD/baril, on peut parler de la rentabilité des énergies renouvelables comme le solaire thermique

B. L'efficacité de l'énergie solaire dans les pays d'Afrique [27]

- La mauvaise installation des équipements : la majorité des techniciens qui travaillent dans le domaine du solaire dans les pays d'Afrique n'ont pas la formation requise ;
- L'absence de normes de qualité : il n'existe pas en ce moment de normes de qualité pour les installations solaires dans la plupart des pays en Afrique et les expériences individuelles montrent que l'incompétence de certains producteurs peut durablement dégrader l'image de la technologie solaire, bien que les systèmes soient fiables pour des produits standardisés ;
- Les conditions d'utilisation : étant relatives à la disponibilité du soleil, elles peuvent compromettre son usage et nécessiter le recours systématique à une autre énergie, dite d'appoint ;
- L'absence d'un service après vente efficient : en l'absence de service après vente, les installations réalisées sont rapidement hors service et quelquefois pour des pannes anodines ; cette situation constitue de très mauvaises références pour les utilisateurs, et n'incite pas d'autres personnes à utiliser les systèmes solaires.

C. Les obstacles politiques [32]

L'expérience montre qu'en Afrique, l'introduction et le succès des énergies renouvelables, quelles qu'elles soient, dépendent en grande partie du cadre politique existant. La plupart des gouvernements africains n'ont pas de politique bien définie sur les renouvelables. De ce fait, leur développement suit son propre cours, sans beaucoup tenir compte des programmes énergétiques nationaux qui n'existent que rarement ou sont dépassés et inadaptés. Les carences du soutien aux renouvelables sont aussi illustrées par les faibles dotations budgétaires que l'on peut voir dans la plupart des pays. L'accent est mis sur le secteur du pétrole et de l'électricité, qui ne desservent qu'une petite partie de la population, aux dépenses des renouvelables qui peuvent aider à atteindre un plus grand nombre de gens.

5-les opportunités du solaire thermique a concentration pour Afrique [27]

A. Les gains de compétitivité des technologies et les exigences de développement propre militent pour l'essor du solaire en Afrique

Avec les changements climatiques, l'Afrique est sous une pression croissante et doit trouver des alternatives à faible teneur en carbone aux sources d'énergie traditionnelles.

La baisse des coûts et l'essor du marché de la technologie solaire est une motivation supplémentaire pour inciter l'Afrique à se tourner vers cette source d'énergie. Plusieurs technologies sont en concurrence pour l'amélioration de l'efficacité de l'énergie solaire, notamment la technologie photovoltaïque et le thermo solaire à concentration. Les coûts de production baissent et selon les prévisions, l'énergie solaire dominera le marché des énergies renouvelables dans les prochaines décennies.

B. L'énergie solaire sera nécessaire pour contribuer à la dynamisation de l'économie locale en Afrique

L'énergie solaire peut offrir de réelles opportunités de développement de l'économie locale dans la mesure où elle génère des emplois locaux. Plus spécifiquement en milieu rural, la mise en place d'équipements pour l'exploitation de l'énergie solaire nécessite en aval des besoins de maintenance et d'entretien ; de tels besoins pourront créer des opportunités de formation et d'emplois pour les populations.

D'autre part, l'énergie solaire est un véritable facteur de développement économique, qui permet d'améliorer et d'intensifier les activités agricoles et industrielles.

C. L'énergie solaire pourra contribuer à améliorer l'accès aux services de santé en Afrique

Des dizaines de milliers de structures de santé n'ont pas accès à l'électricité en Afrique ; cette situation affecte notamment les conditions de travail des agents de santé, la conservation des médicaments dans les structures sanitaires et la qualité des soins. Pour le cas particulier des campagnes de vaccinations, la bonne conservation des vaccins est capitale pour la prévention des maladies endémiques. Les systèmes qui existent déjà (systèmes à absorption alimentés en propane ou en pétrole) ne permettent pas de maintenir les vaccins dans une gamme de température appropriée, ni d'être sûr de ne pas tomber en rupture de stock de propane ou de pétrole. L'utilisation de batteries d'accumulation alimentées par des panneaux

photovoltaïques pourrait assurer une meilleure conservation des vaccins dans les structures sanitaires en zones rurales.

D. L'énergie solaire pourra contribuer à améliorer le bien-être des populations surtout rurales en Afrique

Les avantages socioculturels de la vulgarisation des énergies renouvelables en général et du solaire en particulier sont à la fois nombreux et concrets :

- L'amélioration de l'organisation de la vie sociale : l'énergie solaire permet de mieux réorganiser la vie sociale. En effet, le besoin d'éclairage individuel qui est à la base de nombreux conflits entre les femmes (pour achever les travaux ménagers) et les écoliers (pour réviser les leçons) trouvent désormais une solution durable. Tout le monde est éclairé et il n'y a plus besoin de se disputer pour la lampe tempête.
- L'élargissement de l'espace de communication : les possibilités d'accéder aux informations nationales et internationales par l'utilisation plus vulgarisée des postes radio, des téléphones portables, des ordinateurs et télévisions sont réelles grâce aux équipements solaires.
- La réduction de certaines corvées physiques : l'introduction de pompes à eau, de cuisinières et fours solaires réduisent considérablement les corvées physiques du puisage manuel et de transport de bois de chauffe des femmes.
- Le renforcement de la fonctionnalité des centres polyvalents : avec l'électrification au solaire des foyers polyvalents, les populations rurales peuvent désormais organiser des cérémonies festives nocturnes. Cela contribue à resserrer les liens entre les populations et participe ainsi au développement des loisirs, élément important dans les régions rurales pour le planning familial.

E. L'énergie solaire pourra contribuer à la lutte contre la désertification

La désertification est une problématique majeure en Afrique. Face à cette menace, plusieurs pays africains ont initié des programmes d'utilisation rationnelle de la biomasse et du bois de feu. Ces programmes se sont traduits par des initiatives notamment en matière d'accroissement de la productivité des ressources actuelles en bois, de création de nouvelles ressources forestières, de réorganisation de la filière du bois de feu, mais surtout de mise au point et d'adoption de foyers améliorés, d'exécution de projets de substitution dans certains endroits.

Une autre façon de gérer de façon durable les ressources locales est de vulgariser les technologies qui sont nécessaires à la mise en place de l'énergie solaire comme substitut au bois de chauffe. Les cuiseurs et les chauffe-eau solaires disposent d'énormes atouts potentiels pour contribuer dans la lutte contre la désertification ; mais leur efficacité reste à améliorer, car certains utilisateurs se plaignent encore de la lenteur dans la cuisson. Des adaptations restent donc nécessaires pour favoriser une diffusion à plus grande échelle des équipements solaires contribuant à la lutte contre la désertification en Afrique.

F. L'Afrique devra développer le solaire thermique et photovoltaïque dans le cadre des programmes d'efficacité énergétique

L'efficacité énergétique permet de réduire, à service rendu égal, les coûts écologiques, économiques et sociaux liés à la production et à la consommation d'énergie. En Afrique, les programmes d'efficacité énergétique se concentrent essentiellement sur la diffusion des lampes basse consommation (LBC), l'utilisation rationnelle du bois de chauffe, sur l'amélioration de la construction des bâtiments, et sur la diffusion d'équipements ménagers à bon rendement énergétique.

Grâce aux avancées technologiques continues et aux gains croissants de compétitivité, le solaire photovoltaïque jouera dans les prochaines décennies un rôle clé dans les programmes d'efficacité énergétique des pays très ensoleillés et ayant une énergie chère. L'exploitation du solaire dans les programmes d'efficacité énergétique en faveur des populations africaines devra passer par une large vulgarisation des équipements utilitaires (cuiseurs, pompe à eau, chauffe-eau...) et la facilitation de l'accès des ménages aux kits d'éclairage (panneau ou capteur solaire, batterie, ampoules LED...).

Les banques locales devront accompagner cette dynamique, en développant des mécanismes de micro crédit accessibles, permettant par exemple aux populations d'acquérir des kits solaires en contractant des prêts remboursables sur 2 à 3 ans.

Au niveau étatique, il sera nécessaire d'une part de réformer les codes d'urbanisme pour les aligner sur les politiques et ambitions de développement des installations solaires dans les villes africaines. Les Etats africains devront également développer les programmes d'éclairage public à partir du solaire et vulgariser l'exploitation du photovoltaïque pour dans les bâtiments administratifs. Les Etats, en concertation avec les acteurs concernés, pourront aussi prendre d'autres mesures structurantes, par exemple pour encourager la généralisation des chauffe-eau solaires dans les établissements d'hébergement collectifs (hôtels, campements, cités universitaires, centres pénitencier...)

G. La stratégie en Afrique devra aussi positionner le solaire thermique comme une composante de base de la production d'électricité

L'Afrique, notamment au niveau des pays sahéliens/sahariens, a un avantage indiscutable pour la production d'électricité par la technologie solaire thermique à concentration. En effet, ces parties de l'Afrique disposent d'un ensoleillement parmi les plus élevés au monde, et de larges étendues de terres désertiques inutilisées.

Parallèlement, l'Afrique dispose d'un potentiel hydroélectrique important, estimé à 4 000 000 de GWh par an et localisé notamment en Afrique centrale (Inga), en Afrique de l'Ouest (Fouta Djallon et fleuves) et de l'Est (Nil).

L'exploitation combinée de ces ressources liées à l'hydroélectricité et au solaire thermique à concentration, et la réalisation des projets d'interconnexions prévus dans le cadre des différents pools énergétiques (WAPP, PEAC, SAPP) en Afrique, conféreront au continent le potentiel pour produire le mixe énergétique le moins cher et le plus propre dans le monde. Un tel bouquet énergétique optimal permettra ainsi à l'Afrique de faire de son important potentiel solaire thermique, l'une des composantes de base de l'approvisionnement en énergie électrique de nombreux pays du continent.

6- Les autres applications de CSP⁶

La technologie solaire thermodynamique pourra, dans les prochaines années, être employée pour d'autres usages et applications que la génération d'électricité. De nombreuses industries utilisent des procédés faisant appel à la haute température : stérilisation, chauffage, cuisson, traitement thermique, fusion, distillation, blanchissement, etc. Certaines technologies solaires thermodynamiques et notamment les collecteurs cylindro-paraboliques et miroirs de Fresnel sont appropriées pour ces applications. Elles peuvent être envisagées dans le cas d'une installation couvrant une gamme entière d'industries utilisant des procédés haute température.

A. Production d'Hydrogène

La coproduction d'électricité et d'hydrogène à partir de l'énergie solaire CSP permettant de fournir massivement de l'hydrogène sans émission de gaz à effet de serre, pourrait être très intéressante, sous réserve d'être économiquement acceptable. L'hydrogène

• ⁶ Abdelnasser Cherigui, « L'énergie solaire CSP : autres applications que la production d'électricité » Bulletin des Energies Renouvelables, semestriel N°18-2010.page 14-16

industriel est actuellement produit principalement par reformage du gaz naturel (48%) ou d'hydrocarbures liquides (18%), procédés produisant des quantités importantes de CO₂, tandis que l'électrolyse de l'eau, seul procédé n'émettant pas de CO₂, ne présente que 4% de la production totale. Les procédés de production d'hydrogène faisant appel à l'énergie solaire CSP se partagent en deux familles, les électrolyses et les procédés thermochimiques. [33]

B. Le dessalement de l'eau de mer [33]

Pour faire face à l'aridité de certaines régions et au manque d'eau potable, le dessalement de l'eau de mer est couramment utilisé. Les techniques industrielles de dessalement à grande échelle se divisent en deux familles : celle faisant appel à l'ébullition de l'eau de mer suivie d'une condensation dans une chambre séparée, et celle faisant appel à la filtration par Osmose inverse.

Dans la première, on utilise directement de la chaleur à basse température de l'ordre de 70°C en tête d'usine, pour faire évaporer de l'eau dans une chambre à pression subatmosphérique, la chaleur récupérée au condensat est réutilisée dans une chambre et ainsi de suite dans 7 à 10 chambres (étages) successives, voire plus. La chaleur alimentant l'usine de dessalement peut être obtenue en détournant de la vapeur d'une centrale électrique conventionnelle ou CSP en cogénération. L'avantage de cette dernière est l'absence de production de gaz à effet de serre associés.

Dans la seconde famille, l'eau de mer est amenée à haute pression, 7 MPa environ, et filtrée au travers de membranes spécifiques. La majeure partie des sels reste piégée dans les membranes qui doivent être régulièrement régénérées. Pour augmenter le rendement, de nouveaux concepts ont montré l'intérêt de préchauffer l'eau de mer à environ 40°C avant filtration. En moyenne, l'osmose inverse consomme environ 5 kWh /m³ d'eau dessalée.

Le dessalement⁷ par distillation solaire thermique produit de quelques litres d'eau, jusqu'à plus de 30 m³/j (quantité qui permet de fournir 60 l/j et par habitant à un village

7

Henri Boyé ,Eau, énergie, dessalement et changement climatique en Méditerranée

Conseil général de l'Environnement et du Développement Durable Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire, France, Plan Bleu Centre d'Activités Régionales Sophia Antipolis Août2008

de 500 habitants). En Méditerranée, il existe des distillateurs solaires, notamment du type serre, en Grèce, en Espagne et en Tunisie. Cette dernière prévoit le recours à l'énergie solaire dans 45 nouvelles stations de dessalement dans des régions du Sud, dont Médenine, Tataouine et Kébili. Dans le Sud tunisien à la station de Ksar Ghilane dont la capacité atteint 20 m³/j, une technique de distillation d'eau sans ébullition paraît bien adaptée au solaire ou à l'utilisation d'une source de chaleur à basse température. [34] [33]

D. Récupération des pétroles lourds

La récupération des pétroles extraits des sables bitumeux constitue un bon exemple d'utilisation potentielle de la chaleur CSP de moyenne température à grande échelle. La problématique d'extraction de ces bitumes enfouis dans des couches géologiques depuis la surface jusqu'à plusieurs centaines de mètres de profondeur est liée à la grande viscosité du produit in situ (comparable à du beurre au réfrigérateur) mais parfaitement liquide à 70°C.

Une telle exploitation exige évidemment en vapeur et électricité (pour le pompage et le transport du mélange) des quantités d'énergie très importantes, apportés essentiellement en brûlant du gaz naturel. Les consommations suivantes sont représentatives d'une production typique de 100 000 barils/ jour : 912 MWth servent à la production de 460 kg/s de vapeur à 300°C et 10 MPa (pression nécessaire au transport de vapeur sur plusieurs km et injection dans les puits) et environ 120 MWe sont consommés en pompage et utilitaires divers. L'énergie solaire CSP se prête particulièrement bien à ce type d'application en mode de cogénération en raison de la capacité à produire la vapeur prescrite ainsi que l'électricité. L'enjeu énergétique et écologique d'une telle application apparaît clairement. [33]

Conclusion

Les obstacles liés au coût élevé de CSP, concurrencés par les subventions accordées aux énergies fossiles, à la dimension restreinte du marché local et l'absence d'un marché régional, à la non maîtrise de la technologie et à la faiblesse des capacités de production locale de biens d'équipement et de services, pourraient être levés dans le cadre d'un renforcement de la coopération régionale et la participation aux programmes transnationaux (PSM, desertec....). Mais aujourd'hui, le manque de coordination des politiques et des actions à l'échelle

régionale et mondiale dans le domaine des énergies renouvelables ne permet pas de tirer profit des opportunités de ces programmes. Les réalisations enregistrées jusqu'ici en matière de coopération énergétique restent d'une portée limitée au regard du potentiel et des besoins énergétiques des pays. Les flux d'énergie entre les pays de la région MENA sont faibles, malgré l'existence de réseaux d'interconnexions électriques entre l'Algérie, la Tunisie et le Maroc, entre la Libye et la Tunisie et entre la Libye et l'Égypte. La majorité des projets d'interconnexion actuellement à l'étude concerne les échanges sud- Nord (principalement avec l'Europe).

L'Algérie doit investir dans les réseaux d'interconnexions électriques [35] étant donné que son but à long terme est l'exportation d'électricité vers l'Europe, alors la volonté politique du pays joue un rôle important dans ce point.

Chapitre 6: le benchmark

Introduction

Le benchmarking est un processus de comparaison installé au sein d'une entreprise en vue d'évaluer ses différentes performances souvent en rapport avec celles des autres entreprises ou par rapport à elle-même.

Le benchmarking est souvent considéré comme un processus continu dans lequel les organisations cherchent continuellement à améliorer leurs pratiques.

L'analyse benchmark permet de détecter les points d'avancement des pays voisins et les pays pétroliers dans le CSP, comme le Maroc et l'Égypte, Tunisie le moyen orient et les leaders de cette technologie l'Espagne et les USA

1. Le CSP au Maroc, et l'Égypte

A- les programmes de CSP en Égypte et au Maroc

La Banque mondiale a coopéré avec le Maroc et l'Égypte [36] à la réalisation de deux projets innovants qui utilisent une technologie hybride à base d'énergie solaire concentrée (CSP) pour réduire la dépendance à l'égard des combustibles fossiles et atténuer les émissions de gaz à effet de serre. Ces projets ont démontré qu'il est possible de mettre au point des centrales électriques employant cette nouvelle technologie dans la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA) en débouchant sur des résultats concrets. Au nombre de ces résultats : l'émission de 20 000 tonnes de CO₂ par an en moins grâce à la centrale marocaine et de 40 000 tonnes de CO₂ en Égypte(Kureimat), la réduction de la dépendance à l'égard des combustibles fossiles et la création d'emplois dans les deux pays.

La région MENA est une région qui connaît une croissance rapide où la consommation d'énergie augmente au rythme d'environ 7 % chaque année. La plupart des centrales électriques fonctionnent aux combustibles fossiles. Le solaire concentré (ou solaire thermodynamique) est une technologie relativement récente qui pourrait faire baisser considérablement les émissions de CO₂ et autres substances nocives dans le secteur de l'énergie. Grâce aux mesures incitatives adoptées ces dernières années par les pouvoirs

publics en Espagne et aux États-Unis et à l'intensification de la recherche, cette technologie arrive rapidement à la maturité et démontre qu'elle est prête pour un usage commercial.

L'appui que des organisations telles que la Banque mondiale et l'agence allemande KfW ont apporté ces dernières années à des projets d'énergie éolienne, ainsi qu'à d'autres projets d'énergies renouvelables de moins grande envergure, a renforcé la confiance des pays et des bailleurs de fonds dans la viabilité de ce type de projets dans la région. De même, des pays comme le Maroc et l'Égypte ont récemment créé leurs propres structures indépendantes pour le développement de projets portant sur les énergies renouvelables [37][38].

Grâce aux partenariats établis entre pays, entreprises spécialisées dans les énergies renouvelables et bailleurs de fonds — Banque mondiale et autres —, il a été possible de mettre en œuvre les projets marocain[39] et égyptien d'énergie solaire concentrée et d'expérimenter ainsi cette nouvelle technologie dans la région. Pour institutionnaliser cet effort, une assistance a été fournie aux deux pays afin qu'ils mettent sur pied des structures nationales spécialisées, lesquelles sont progressivement en train d'acquérir l'expertise nécessaire dans la mise en œuvre des projets de solaire concentré et d'en tirer des enseignements pratiques.

L'une des principales préoccupations exprimées par les différentes parties prenantes concernait les avantages que tireraient les économies locales de ces projets. Pour y répondre, la Banque mondiale a mené une étude sur les perspectives et les défis liés à l'établissement d'une production d'énergie solaire concentrée dans la région, au niveau de la fabrication locale des équipements et des services. Selon les conclusions de l'étude, les équipements spécifiques devraient provenir, à court terme, d'Europe, tandis que la gestion globale, la construction des structures d'acier et les travaux de génie civil pourraient être confiés à des entreprises locales dès le début du projet ou dans les années suivantes (comme cela a été le cas pour le projet Kureimat en Égypte).

B- les résultats du programme de la banque mondiale pour l'Égypte et le Maroc

- Des centrales hybrides alimentées au gaz et à l'énergie solaire d'une capacité de plus de 600 mégawatts (MW), dont 40 MW à base d'énergie solaire, ont été installées au cours des trois dernières années dans la région MENA, démontrant ainsi la faisabilité de cette solution technologique dans les pays en développement.

- Ce programme a permis d'éviter l'émission de 20 000 et 40 000 tonnes de CO₂ par an respectivement dans les centrales marocaine et égyptienne, et de réduire la dépendance à l'égard des combustibles fossiles.
- Un nombre important d'emplois ont créés dans les deux pays.
- Le Maroc et l'Égypte ont mis en place des institutions spécialisées dans les énergies renouvelables. [39]
- Ce programme a ouvert la voie à d'autres projets et mobilisé les bailleurs de fonds sur ce secteur. Fort des succès enregistrés par les premiers projets CSP, le Maroc a annoncé un plan visant la production de 2 000 MW d'électricité solaire à l'horizon 2020, et lancé la construction d'une centrale de 500 MW à Ouarzazate ; l'Égypte envisage de construire une centrale solaire de 100 MW à Kom Ombo.
- La mobilisation de prêts concessionnels auprès du Fonds pour les technologies propres (CTF) et de la Banque internationale pour la reconstruction et le développement (BIRD), ainsi que l'appui d'autres donateurs, va permettre d'implanter dans la région une capacité de 1 GW provenant de centrales entièrement alimentées à l'énergie solaire.

Outre le fait de satisfaire la demande accrue d'énergie par le recours à des ressources renouvelables et durables, et de bénéficier donc par ce fait directement aux citoyens égyptiens et marocains, ce projet a des retombées positives considérables sur

- i) les investisseurs privés, dans la mesure où il démontre la faisabilité des projets d'énergie solaire concentrée dans la région MENA.
- ii) l'industrie locale qui assurera la fourniture de certains équipements et services à une nouvelle industrie en plein essor.

C .Exemples

- *Le complexe solaire d'Ouarzazate au Maroc* [36] [40]

Avec une capacité de 500 MW, le complexe solaire d'Ouarzazate, premier site du programme, sera l'une des plus grandes centrales CSP du monde. Ce sera une étape importante pour la réalisation du Plan national marocain qui prévoit le déploiement d'une capacité de production d'énergie solaire de 2 000 MW d'ici 2020. Le projet contribuera également à réaliser les objectifs du Maroc en matière de sécurité énergétique, de création

d'emplois et d'exportation d'énergie. Leader de l'énergie propre dans la région, le Maroc relève ainsi le défi des engagements internationaux qu'il a pris lors des deux derniers sommets des Nations Unies sur le climat et dans le cadre de l'Union pour la Méditerranée.

- *L'Égypte*

Le premier projet hybride (gaz naturel-CSP) dans cette filière est celui de Kuraimat mis en service en juillet 2011, avec une capacité de 140MW dont 20 MW de solaire. Le coût total de ce projet est de 340 millions de dollars, soit un investissement relativement comparable à celui de la centrale CSP réalisée en Algérie. Les sources de financement proviennent de NREA (100 MUS\$), du GEF (50 MUS\$) et d'un prêt à faible taux d'intérêt (0,75 % remboursable sur 40 ans, dont 10 ans de période de grâce) de la coopération japonaise. Cette centrale devrait permettre d'économiser annuellement environ 10.000 tonnes de ressources fossiles et de réduire de 20.000 tonnes les émissions de CO₂.

En matière de CES, au début des années 1980, le ministère de l'Electricité et de l'Energie avait importé 1.000 unités de différentes capacités qui avaient été installées dans plusieurs régions afin de promouvoir le marché. Ce processus a été accompagné par la création des premières entreprises égyptiennes de production de CES. Il existe actuellement une dizaine d'entreprises, alors que le nombre de CES est estimé à 400.000 unités fin 2009. Les projets en cours, en collaboration avec l'UNEP, concernent l'installation de CES dans les régions du Sinaï et de la Mer Rouge, pour un coût total de 0,5 millions de dollars. Le projet subventionne 25% du coût et assure une maintenance pendant 4 ans.

2. Le CSP en Tunisie

La Tunisie dispose d'un gisement solaire important surtout dans les zones du sud avec un indice d'irradiation direct qui varie en moyenne de 2 kWh/m²/j à l'extrême nord, à 6 kWh/m²/j dans les zones de l'extrême sud. Ce d'un taux d'ensoleillement est suffisamment favorable, pour que soient préconisées, systématiquement, les solutions d'utilisation de l'énergie solaire pour la satisfaction des besoins énergétiques de base dont notamment la production de l'eau chaude sanitaire. Le chauffage solaire de l'eau est l'un des usages les plus répandus en Tunisie.

- La technologie du chauffe-eau solaire (CES) est aujourd'hui techniquement et commercialement mature, et elle convient donc parfaitement au consommateur. Pourtant, le développement du marché des CES s'est heurté, en Tunisie, au problème des coûts élevés d'acquisition de ces systèmes par rapport aux autres moyens classiques de chauffage de l'eau (GPL, gaz naturel, électricité). Après avoir connu une croissance certaine au milieu des

années 80, suivie d'une forte régression pour des raisons de maîtrise technologique et de coûts, le marché du CES a été relancé entre 1997 et 2001 grâce à la mise en place en 1995 d'une subvention à l'achat de l'ordre de 35% financée par le Fonds pour l'Environnement Mondial: le projet GEF. L'absence de mise en place d'instruments d'incitation susceptibles de prendre le relais du projet GEF dans une perspective de développement durable de l'offre, a conduit à une baisse drastique du marché du CES extrêmement dommageable pour l'industrie tunisienne de la filière qui se trouve confrontée à une situation d'urgence. Conscient des enjeux relatifs à la promotion de cette filière, l'Etat Tunisien a mis en place en 2004 un programme ambitieux à fin de permettre la réanimation de la filière et la redynamisation du marché des chauffe-eau solaires. Il s'agit du programme PROSOL Tunisie. Le programme PROSOL [41] vise l'installation de 540 000 m² de capteurs solaires sur la période 2007-2011 et bénéficie à cet effet d'une série d'appuis institutionnels et financiers servant d'effets de levier pour le développement du marché. Ce rythme devrait être maintenu autour d'un objectif annuel de 120 000 m² au-delà de cette période pour atteindre 1 million de m² à l'horizon 2015, ce qui ramènerait l'indicateur global (m² installés par 1000 habitants) de 12 m² par 1000 habitants en 2005 à environ 46 m² par 1000 habitants en 2009 et à 92 m² par 1000 habitants en 2015 (en tenant compte de l'évolution démographique). Le programme PROSOL est basé autour d'un mécanisme de financement incitatif comprenant des subventions à l'acquisition des CES ainsi que la possibilité de souscription de crédits bancaires auprès des banques locales. [8][41]

-Pour le CSP (production d'électricité) [30]: La Tunisie devrait disposer à court terme d'une unité pilote CSP de 50 MW, sous l'égide de la STEG, qui devrait être mise en service à l'horizon 2015. Plusieurs autres unités CSP sont prévues comme le décrit le tableau suivant :

Tableau II.6.1 : projets d'unités de CSP en partenariat avec le secteur privé [8]

Site /opérateur	Capacité	Observations
El Borma	Entre 40 et 50 MW Hybride solaire gaz dont 5 MW solaire	(Financement: don japonais, Etudes lancées)
Projet ELMED	100 MW en ER vers 2016	Inter-connexion avec Italie
Secteur privé	75 MW	Cadre réglementaire et tarifaire en cours de préparation. Recherche de promoteur

La centrale d'El-Borma sera réalisée en partenariat avec des entreprises japonaises et un financement de ce pays. En effet, Mitsui Engineering & Shipbuilding Co. envisage de construire une centrale solaire en Tunisie afin d'être présent sur un marché porteur, actuellement dominé par des entreprises et initiatives européennes. Cette centrale devrait avoir une capacité de 5 MW et sera couplée avec une station de gaz à cycle combiné de 39 MW, associant turbines à gaz et à vapeur pour produire de l'énergie de manière plus efficace.

Les coûts estimés, les économies d'énergie et les émissions évitées du programme solaire thermique sont présentés dans le tableau suivant :

Tableau II.6. 2 : projet de deux centrales CSP, l'une publique et l'autre privé [8]

Filière	capacité	Coût MDT	Economies tep/an	CO2 évité tCO2/an
Centrale CSP STEG	50 MW	355	16 500	38760
Centrale CSP privé	75 MW	450	49 500	116 280

3. le CSP à Abou Dhabi (La centrale solaire Shams 1)

La centrale solaire Shams 1 à Abou Dhabi sera terminée la fin d'année 2 012 et prête à fournir de l'électricité à des prix compétitifs.

La construction a commencé au cours du troisième trimestre de 2010 et le projet représente un investissement de \$600 millions (Dh2, 2 milliards, Shams 1 sera la plus grande centrale d'énergie solaire concentrée (CSP) au monde, occupant une superficie de 2,5 kilomètres carrés et avec une capacité d'environ 100 MW grâce à un total de 768 collecteurs cylindro-paraboliques. Shams 1 est une joint-venture entre Masdar (60 %), Total (20 %) et Abengoa (20 %).

Shams 1 contribuera aux objectifs à long terme d'Abou Dhabi en matière des énergies renouvelables. Ce projet phare de Masdar contribuera directement à l'objectif d'Abou Dhabi de produire 7 % de sa capacité totale par de l'énergie renouvelable d'ici 2020.

Le projet CSP Shams 1 réduit les émissions de carbone des Emirats, économisant environ 175.000 tonnes de CO2 par an, soit l'équivalent 1,5 million d'arbres ou de 15.000 voitures. L'énergie solaire générée permet aussi de réduire les besoins en période de pointe

4. le CSP au Moyen orient¹ [42]

la TREC présente deux projets pour aider à baisser les coûts de la CSP et à soulager des problèmes sociaux et politiques pressants en même temps, (Trans-Mediterranean Renewable Energy Coopération (Trec) Les deux projets sont techniquement possibles, mais ils exigent un support financier et politique:

➤ **Gaza Solar & Water Project**

Construction de centrales thermiques solaires pour la génération d'électricité (1 GW en totalité) et le dessalement d'eau de mer combinés. Ces centrales feraient partie d'un programme de réhabilitation internationale de la bande de Gaza, et pourraient être construites dans la région littorale du Sinaï égyptien. Avec une installation de conduites d'eau et de lignes électriques destinées à la bande de Gaza, elles fourniraient un approvisionnement à 2-3 millions de personnes. Ce projet pourrait devenir le tournant des problèmes sociaux et économiques actuellement désastreux de la bande de Gaza, des conflits régionaux sur l'eau et du processus de paix bloqué entre Israël et la Palestine. L'investissement total nécessaire est estimé à environ 5 milliards d'euros.

➤ **Sana'a Solar Water Project**

La construction de centrales de dessalement et d'électricité près de la Mer Rouge pour la capitale Yéménite Sana qui se trouve devant l'épuisement de ses réserves en eau souterraine d'ici 15 ans. Ces centrales, actionnées par l'énergie solaire, fourniraient de l'eau douce pour Sana'a et produiraient la puissance électrique nécessaire pour le pompage de cette eau, par un pipeline vers la ville située à une altitude de 2200, mètres. Ce projet- Sana'a pourrait éviter un désastre humanitaire et des troubles sociaux surgissant au Yémen, et sauverait un héritage culturel d'une importance mondiale. Déplacer une population de 2 millions de personnes vers de nouveaux lieux habitables coûterait d'environ 30 milliards d'euros. Cette solution coûte beaucoup plus cher que les 5 milliards d'euros nécessaires pour le projet alternatif. : laisser rester la population sur place en Sana'a et construire des centrales thermiques solaires et un pipeline à leur approvisionnement d'eau.

¹ L'énergie solaire : une solution face à la boulimie énergétique ? Lycia Brahmi | Faculté de Provence (France) | Ethical Information Analyst Intern, Covalence SA, Geneva, 29.04.2009

5. Le CSP en Espagne² [43] [44]

L'Espagne offre un milieu propice au développement de la technologie CSP, non seulement grâce à sa situation géographique, mais aussi grâce au soutien que procure son gouvernement qui a mis en place une législation concernant un tarif incitatif pour favoriser l'adoption de l'énergie renouvelable. Ainsi, le gouvernement espagnol garantit un tarif de 0,269375 euro par kilowatt heure pour les centrales CSP d'une capacité atteignant au plus 50 MW. Cette mesure incitative a donné lieu à des investissements représentant des centaines de millions d'euros.

Le gouvernement espagnol continue à promouvoir l'investissement intérieur et le développement des énergies photovoltaïques et héliothermiques. Son objectif est d'atteindre 400 mégawatts de panneaux photovoltaïques installés et 500 mégawatts d'énergie solaire thermique en 2010. Cela ne représente qu'une fraction de l'utilisation énergétique du pays et de la production d'énergie renouvelable. Toutefois, le gouvernement est engagé dans l'avancée du secteur. Le nouveau code du bâtiment de 2006 implique une plus grande efficacité énergétique et inclut l'obligation de répondre à une partie importante de la demande d'eau chaude par le chauffage solaire passif. Et le plan sur les énergies renouvelables a déterminé un objectif ambitieux de 1,5 million de mètres carrés de collecteurs solaires en 2010. Un décret royal approuvé en mai 2007 améliore le tarif d'achat pour les installations solaires thermiques et les panneaux photovoltaïques. Certains experts pensent que ces développements pourraient conduire l'Espagne à devenir le deuxième plus grand marché photovoltaïque en 2007. Les sociétés espagnoles et les institutions pour la recherche prévoient de rester en tête de ce secteur global grandissant.

6. le CSP Aux Etats-Unis [43] [44]

La première centrale solaire thermique, parmi les neuf mondiales, a été construite à Kramer Junction, dans l'aride et ensoleillée Californie du Sud, dans les années 1980. Ils exploitent encore aujourd'hui 350 mégawatts de chaleur solaire. Depuis la construction de la dernière de ces centrales, toutefois, la technologie n'avance plus aux États-Unis, comme dans le reste du monde. La recherche continue dans les centres de recherche américains tels que le National Renewable Energy Lab (NREL).

La première nouvelle centrale, construite par Acciona à l'aide de la technologie de la société américaine Solargenix, a été mise en service à l'extérieur de Las Vegas dans le très ensoleillé désert du Nevada. Début 2006, la société espagnole a racheté 55 % de Solargenix et

² L'Espagne, une technologie pour la vie. Mr. Enrique Alejo Institut du Commerce extérieur espagnol à Chicago .chicago@mcx.es

a alors entamé des plans pour la construction de la Nevada Solar One, comme est appelée la centrale. Les réflecteurs paraboliques fournissent 64 Mégawatts, suffisamment pour alimenter 14 000 foyers par an. Acciona est également dans la première étape pour construire deux centrales CSP de 50 mégawatts en Espagne. M. Duprey, directeur d'Acciona Energy North America, affirme que « dans le Sud-ouest des États-Unis, de nombreuses terres sont effectivement inutilisées. Elles se trouvent près de points de connexion du réseau. Cela peut être développé, et je pense que nous pourrions gagner des gigawatts grâce à l'énergie solaire à concentration au cours des dix prochaines années. » Le Nevada a besoin de ces installations pour générer un certain pourcentage de son électricité à partir de ressources renouvelables. Le vent est faible dans le Sud du Nevada, mais le soleil est très chaud, et l'état a accordé un crédit d'impôt à l'investissement. Acciona s'est donc engagée dans le projet. Ce type de technologie implique de vastes terrains pour les réflecteurs paraboliques et la centrale est plus efficace si elle peut être située près de la demande. Les conditions dans l'Ouest des États-Unis, particulièrement dans le Sud-ouest, rassemblent ces deux critères. L'Association des gouverneurs de l'Ouest a déclaré son engagement à augmenter l'utilisation de l'énergie solaire thermique dans la région.

Conclusion

L'analyse Benchmark relative à certains pays qui ont introduit le CSP solaire dans leur mix énergétique ; à savoir Les États-Unis, Allemagne, Espagne, France, les pays du golf, Maroc, Egypte et la Tunisie montre que le solaire à concentration est née aux États-Unis dans les années 1980, actuellement ils exploitent 350 mégawatts de chaleur solaire mais l'Espagne offre un milieu propice au développement de la technologie CSP ; non seulement grâce à sa situation géographique, mais aussi grâce au soutien que procure son gouvernement par une législation concernant un tarif incitatif pour favoriser l'adoption de l'énergie renouvelable et aussi la promotion de l'investissement intérieur, la même chose pour les autres pays, en Tunisie La technologie du chauffe-eau solaire (CES) est aujourd'hui techniquement et commercialement mature. Le Maroc et l'Égypte bénéficient de programme de la banque mondiale pour la réalisation de ses centrales électriques solaire.

Les pays des moyens orientés s'engagent dans les initiatives mondiales comme Desertec, Medgrid et PSM avec des projets de dessalement de l'eau de mer et la génération d'électricité d'origine solaire.

L'Algérie, avantagée par un potentiel solaire — le plus important du bassin méditerranéen et le deuxième mondialement après l'Australie — évalué à 3 000 heures d'ensoleillement par an et 1 69770 TWH/an, doit à accorder un intérêt croissant à ce volet. Selon les termes d'une évaluation de l'agence spatiale allemande DLR, 1/10 du Sahara algérien suffirait à approvisionner l'Europe entière en énergie.[45]

Donc pourquoi toute ce retard en Algérie, sachant que l'argent existent, la source est abondante sur une partie très large du pays ?il reste avoir la stratégie du pays et sa volonté politique pour développer les énergies renouvelables et l'analyser afin de tirer les obstacles qui freinent les projets CSP en Algérie

Chapitre 7: Stratégie de développement des ENR selon SONEGAS

Introduction

Sonegaz, ou la société nationale de l'électricité et du gaz, est une compagnie chargée de la production, du transport et de la distribution de l'électricité et du gaz en Algérie.

Elle a été créée en 1969, en remplacement de l'entité précédente Électricité et gaz d'Algérie (EGA), et on lui a donné un monopole de la distribution et de la vente de gaz naturel dans le pays, de même pour la production, la distribution, l'importation, et l'exportation d'électricité. En 2002, le décret présidentiel N° 02-195, la convertit en une Société par actions SPA entièrement détenue par l'État. En 2010, on parle de Groupe Sonegaz.

En 2003, elle produisait 29 milliards de kWh par an, vendait 4,6 milliards de mètres cube de gaz par an. En 2006, elle employait environ 28 000 personnes. En 2002, la loi n° 02-01 du 5 février 2002 ouvre le secteur de la production d'énergie électrique à la concurrence et met fin à son monopole.

1. Stratégie de mise en œuvre du programme national des énergies renouvelables

C'est une stratégie¹ qui s'inscrit dans une démarche globale de satisfaction des besoins énergétiques locaux un principe de domicilier en Algérie la fabrication des biens d'équipements dans un objectif de Construire un système industriel énergétique intégrant toute la chaîne de fabrication des équipements, des services de construction, d'exploitation et de maintenance.

Des actions concrètes :

- Développement de l'Engineering national et constitution de partenariats dans l'Engineering de détail,

Introduction du lotissement dans la réalisation des projets énergétiques

- Recours aux capacités nationales d'études, de fabrication et de réalisation

¹Stratégie de mise en œuvre du programme national des énergies renouvelables, réalisation et accompagnement industriel associé Par M. Noureddine Boutarfa Président Directeur Général du Groupe Sonegaz Bruxelles – le 09 décembre 2011

- Constitution de partenariats pour la construction et l'exploitation d'usines de fabrication en vue de la satisfaction du marché national sans exclure la possibilité de pénétration de marchés régionaux.
- Introduction de formations axées sur les nouveaux métiers
- Mobilisation des capacités nationales de recherche développement
- Développement d'une recherche d'appui au développement des industries de fabrication en favorisant la constitution de partenariats nationaux et internationaux par le regroupement des différents acteurs (chercheurs ,industriels et exploitants des technologies).
- Un taux d'intégration de 40% dans la production d'électricité à l'horizon 2030,
- Une déclinaison de la stratégie de mise en œuvre en 3 étapes :
 - 1- 2011-2013 : réalisation de projets pilotes pour tester les différentes technologies disponibles,
 - 2- 2014 -2015 : début du déploiement du programme,
 - 3- 2016 - 2020 : déploiement à grande échelle.

2. Programme national de développement des énergies renouvelables

Le programme prévoit pour les Besoins domestiques : 12 000 MW et une capacité de 10 000 MW dédiées à l'exportation

A- Pour les besoins domestiques, les capacités à installer en EnR entre 2011 et 2030 se déclinent comme suit:

a-2011-2013: 110 MW

b-2014-2015: 540 MW

c- 2016-2020: 1950 MW

d- 2021-2030: 9400 MW

La Puissance cumulée (MW) à installer par filière CSP est présenté dans la figure II.7.1

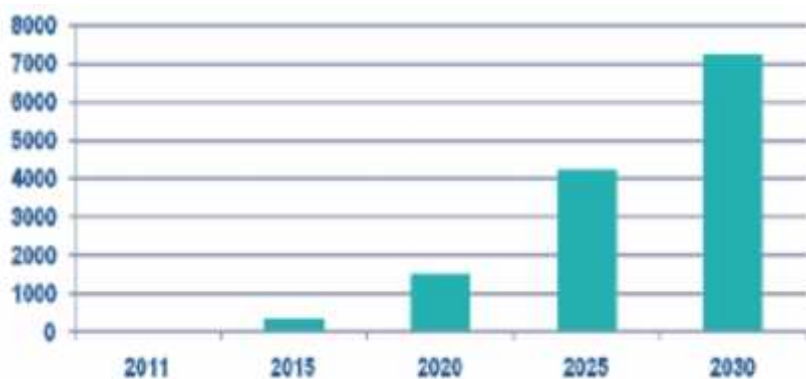


Figure II.7.1: Concentrating Solar Power (CSP) – 7200 MW **Source :** sonalgaz

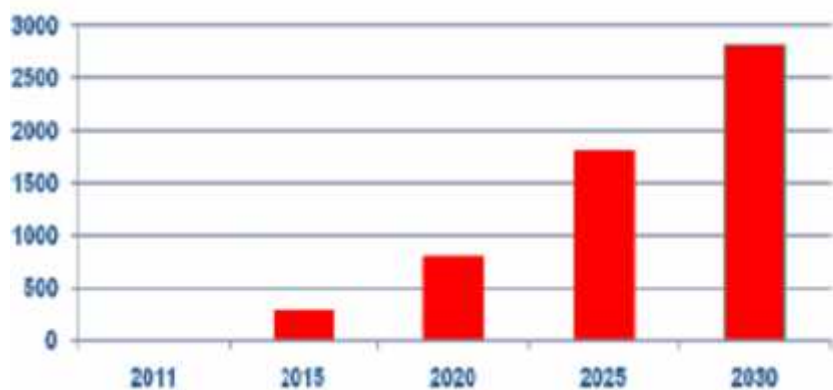


Figure II.7.2: Photovoltaïque – 2800 MW **Source :** sonalgaz

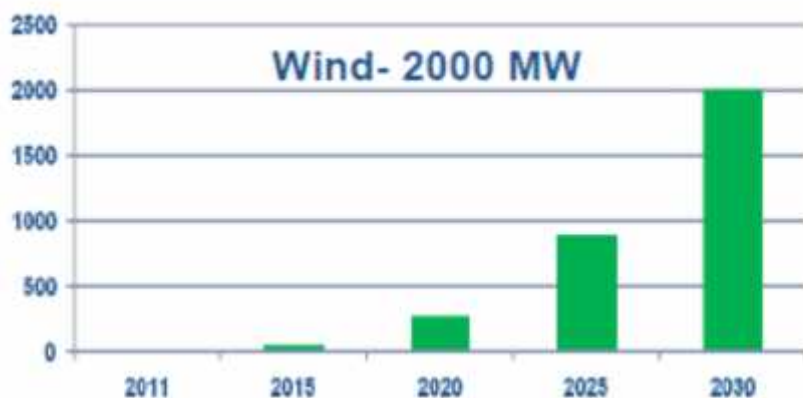


Figure II.7.3: éolien – 2800 MW **Source :** sonalgaz

B- Les Capacités dédiées à l’exportation : 10 000 MW

10 000 MW de capacité dédiée à l'exportation sous réserve :

- a- de l'accès de l'électricité produite au marché européen,
- b- des conditions garantissant les investissements à engager et une rentabilité suffisante.

3. Stratégie industrielle [46] associée au programme EnR : nous nous intéressons à l'énergie solaire avec ses deux voies (PV et CSP)

A- Filière Photovoltaïque (environ 2800 MWc)

L'objectif est d'atteindre un taux supérieur à 60% d'intégration nationale à l'horizon 2020 à travers :

- Construction d'une usine de fabrication de modules photovoltaïques par le Groupe Sonelgaz à travers sa filiale Rouiba éclairage d'une capacité de 116 MWc/an dont la mise en service est prévue en 2014,
- Consolidation des activités de l'engineering du renouvelable,
- Constitution d'un centre d'homologation,
- Consolider une recherche d'appui au développement de la filière photovoltaïque à travers la constitution d'un partenariat international qui regrouperait les différents acteurs dans l'objectif de ce partenariat serait :
 - l'amélioration des rendements des cellules à base de silicium cristallin,
 - la maîtrise de la chaîne de valeur des couches minces ,
 - la fiabilisation des processus industriels,
 - le transfert technologique et le développement du savoir-faire national,
 - la préparation des capacités pour une production annuelle de 200 MWc/an à partir de 2020.

B- Filière concentrateurs solaires CSP (environ 7200 MW)

L'objectif est d'atteindre un taux d'intégration nationale supérieur à 50% à l'horizon 2020 pour les centrales CSP à travers :

- La réalisation des premières centrales à partir de 2014-2015,
- La construction d'usines de fabrication
 - de miroirs à partir de 2016,
 - des équipements de stockage à partir de 2016,
 - des équipements du bloc de puissance,
- Le renforcement de l'activité Engineering national.

L'objectif est d'atteindre un taux d'intégration nationale de 100% à l'horizon 2020 pour la fabrication de chauffe-eau solaire à travers la création d'un réseau de sous-traitance national pour la fabrication des différents composants, équipements et pièces de rechange de centrales de production d'électricité

C- Des actions sont engagées pour la création en partenariat d'une ou de plusieurs sociétés qui visent la fabrication :

- Turbines à gaz de puissances unitaires variant entre 100 et 250 MW,
- Turbines à vapeur de puissances unitaires variant entre 50 et 250 MW,
- Alternateurs,
- Chaudières de récupération,
- Systèmes de contrôle-commande,
- Pièces de rechange des centrales électriques

D- Engineering, Procurement, Construction

Des appels à manifestation d'intérêt seront lancés pour la création, en partenariat, d'une société qui vise la mise en place de capacités locales en Engineering,

Procurement et Construction, à même de réaliser

- des turbines à vapeur, turbines à gaz et cycle combiné,
- Des centrale CSP en visant une participation algérienne à l'EPC d'au moins 40% à l'horizon de 2017.

E- Contribution de la R&D

Mettre la Recherche et Développement au service du développement de l'industrie en s'appuyant sur le partenariat et en regroupant les différents acteurs (les industriels, les centres de recherche et les universités.)

4. Aspects institutionnels et législatifs relatifs aux Energies Renouvelables

Le développement des énergies renouvelables est encadré par un ensemble de textes législatifs et réglementaires². [47]

²Sonelgaz – Algérie : *M. Amar Abdoun, M. Abdelkader Chabane* : Programme de développement des Energies Renouvelables et aspects institutionnels associés en Algérie

Il s'agit essentiellement des lois relatives à :

- La maîtrise de l'énergie ;
- L'électricité et la distribution publique du gaz par canalisations ;
- La promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable.

A. Loi n°99-09 du 28 juillet 1999 relative à la maîtrise de l'énergie

Cette loi trace le cadre général de la politique nationale dans le domaine de la maîtrise de l'énergie et définit les moyens d'y parvenir.

- La promotion des EnR est inscrite comme l'un des outils de la maîtrise de l'énergie à travers les économies d'énergies conventionnelle.

- Définit les conditions, les moyens d'encadrement et la mise en œuvre de la politique nationale dans le domaine de la maîtrise de l'énergie par :

- La mise en place des mesures et d'actions afin d'atteindre l'objectif de l'utilisation rationnelle de l'énergie électrique et gazière,
- Du développement des énergies renouvelables,
- La réduction de l'impact du système énergétique sur l'environnement.

B. **Loi n°02-01 du 05 février 2002 relative à l'électricité et la distribution du gaz par canalisations**

- Principe l'ouverture du marché de l'électricité aux investisseurs privés,
- Régime de concession pour la distribution de l'électricité et du gaz.
 - Dispositions pour la promotion de la production d'électricité à partir de sources d'énergies renouvelables et son intégration au réseau national.

Les surcoûts découlant de ces mesures :

- Peuvent faire l'objet de dotations de l'Etat ;
- Etre pris en compte par la caisse de l'électricité et du gaz ;
- Imputés sur les tarifs.

- Producteurs utilisant des énergies renouvelables et/ou des systèmes de cogénération peuvent bénéficier de primes.

C. Loi n°04-09 du 14 août 2004 relative à la promotion des énergies renouvelables dans le cadre du développement durable

- Institution d'un programme national de promotion des énergies nouvelles et renouvelables (EnR),
- Instruments de promotion des énergies renouvelables

(Mécanisme de certification de l'origine de l'énergie et Encouragements),

- Mise en place d'un Observatoire National des EnR.

5. Mesures incitatives

Des mesures d'incitation sont prévues par la loi relative à la maîtrise de l'énergie (des avantages financiers, fiscaux et de droits de douane) pour les actions et projets qui concourent à l'amélioration de l'efficacité énergétique et à la promotion des énergies renouvelables.

A- Sur le plan financier

- Fonds national de maîtrise de l'énergie(FNME): Pour financer des projets et octroyer des prêts non rémunérés et des garanties pour les emprunts effectués auprès des banques et des établissements financiers, pour les investissements porteurs d'efficacité énergétique. (Art 91-LF 2000)
- Fonds national pour les énergies renouvelables (FNER): Pour contribuer au financement des actions et les projets inscrits dans le cadre de promotion des énergies renouvelables et de la cogénération.(Art 63-LF 2010) Selon la loi n° 09-09 du 30 décembre 2009 portant loi de finances pour l'année 2010 Le Président de la République, Vu la Constitution, notamment ses articles 119, 122, 125 et 126 ; Vu la loi n° 84-17 du 7 juillet 1984, modifiée et complétée, relative aux lois de finances ; Après avis du Conseil d'Etat ; Après adoption par le Parlement ; un compte d'affectation spéciale n° 302-131 intitulé « Fonds national pour les énergies renouvelables » est créé financer par :

-0,5 % de la redevance pétrolière passée à 1% en juillet 2011

-Toutes autres ressources ou contributions.

L'objectif de ce compte est la contribution au financement des actions et projets inscrits dans le cadre de la promotion des énergies renouvelables.

L'ordonnateur de ce compte est le ministre de l'énergie.

B- Développement de la production d'électricité

Projet décret exécutif : Encouragement de la production d'électricité à partir de sources d'énergie renouvelables et de système de cogénération. (Projet finalisé)

- Mécanismes d'encouragement,
- Conditions d'éligibilité,
- Contrôle des quantités d'électricité produite.

Développement des infrastructures électriques

Décret exécutif n°06-429 du 26/11/2006 fixant le cahier des charges relatif aux droits et obligations du producteur d'électricité

Le producteur de l'électricité a le droit :

- De connecter ses installations aux réseaux de transport ou de distribution de l'électricité (Connexion réalisée par le gestionnaire du réseau concerné),
- De bénéficier d'un placement prioritaire sur le marché pour sa production de l'électricité qui sera rémunérée. (Art 8)

Décret exécutif n°08-114 du 9/4/2008 fixant les modalités d'attribution et de retrait des concessions de distribution de l'électricité et du gaz et le cahier des charges relatifs aux droits et obligations du concessionnaire.

Le concessionnaire est tenu de connecter au réseau de distribution les installations de production d'électricité à partir de sources d'EnR et/ou de cogénération. (Art 34)

6. Analyse de la stratégie de développement des énergies renouvelables en Algérie

Le potentiel national en énergies renouvelables étant fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

La stratégie adoptée par le gouvernement algérien repose en partie sur le développement privilégié de la filière CSP, même si les autres filières technologiques ne sont pas écartées. La priorité donnée aux CSP peut se justifier par un potentiel éolien limité et la nécessité d'une plus grande maturation technologique et commerciale de la filière PV

centralisée. L'objectif recherché est de produire 7.200 MW à partir de la filière CSP. Deux projets pilotes de centrales thermiques à concentration avec stockage, d'une puissance totale d'environ 150 MW chacune, seront lancés entre 2011 et 2013. Sur la période 2016-2020, il est prévu de réaliser quatre centrales thermiques avec stockage d'une puissance totale d'environ 1200 MW, puis l'installation de 500 MW par an jusqu'en 2023 et 600 MW par an jusqu'en 2030. Ces projets viendront compléter le programme d'énergie solaire qui avait démarré avec l'installation de la première centrale hybride, gaz naturel-solaire implantée à Hassi R'mel en juillet 2011.

A. La position du solaire thermique dans le programme national des énergies renouvelables [48]

La concentration solaire représente à elle seule deux tiers (2/3) de la puissance à installer. En 2030, pour les centrales à concentration solaires, la capacité cumulée à installer prévue est de 7200 MW, soit environ 32% par rapport à la production nationale d'électricité. Par contre, pour le photovoltaïque et l'éolien le cumul de puissance prévu est de 4800 MW, ce qui correspond à environ 8% par rapport à la production nationale d'électricité.

B. Développement des capacités industrielles du solaire thermique

En Algérie, le potentiel de développement et l'industrialisation du chauffe-eau sont important. Mais la réalité du terrain montre que l'industrialisation du chauffe-eau solaire n'est pas encore amorcée malgré l'existence dans le marché de quelques chauffe-eau solaires fabriqués localement par des opérateurs privés. Ainsi, des actions ont été entreprises par l'Etat pour dynamiser ce secteur du chauffe-eau solaire. Le projet Alsol, piloté par le ministère d'énergie et des mines, a pour rôle d'amorcer la création d'un marché national du chauffe-eau solaire et de favoriser l'implantation d'une industrie locale. Le volet incitation est renforcé par un projet d'installation de 1000 chauffe-eau solaires individuels sur le territoire national. La subvention de l'Etat est à hauteur de 45% du coût du chauffe-eau solaire installé. Le financement est assuré par le fond National de la Maîtrise de l'Energie (FNME).

Dans le domaine de la concentration solaire, le programme national des énergies renouvelables prévoit des actions ambitieuses pour l'industrie des équipements du solaire thermique. Ces actions concernent le lancement des études pour la fabrication locale des composants des centrales thermodynamiques (miroirs, fluide caloporteur et block de puissance). Le taux d'intégration visé est de 7% pour la période 2011-2013. Pour la période

2014-2020, en plus des actions de renforcement des capacités d'engineering, il est prévu la construction d'une usine de fabrication des miroirs, d'une usine de fabrication de fluide caloporteur et équipements de stockage et d'une usine de fabrication des équipements du block de puissance. Le taux d'intégration visé est de 50%.

C. Naissance d'une industrie de la sous-traitance

La politique énergétique programmée est accompagnée d'une industrie de la sous-traitance locale dans les énergies renouvelables à même de générer durant la décennie, un minimum de 100.000 emplois, et même plus, Il s'agit d'emplois à haute valeur ajoutée. Deux milliards de dinars seront mobilisés pour les études et 12 milliards de dinars seront nécessaires à la subvention de l'électricité qui sera produite par les réalisations expérimentales d'énergies renouvelables. 50 milliards de dinars seront mobilisés en crédits bancaires à des conditions avantageuses pour permettre la réalisation d'unités expérimentales sur trois années.

D. Développement de la filière (CSP-PV) avec création de NEAL

New Energy Algeria, est une société par actions créée en 2002 par deux acteurs majeurs du secteur de l'énergie en Algérie à savoir les Groupes Sonatrach (45%) et Sonelgaz (45%) et le groupe Semoulerie Industrielle de la Mitidja (SIM) (10%).

NEAL est un acteur dédié à la promotion des énergies nouvelles et renouvelables qui construit son positionnement à travers :

- La promotion et le développement des énergies nouvelles et renouvelables,
- L'identification et la réalisation de projets à forte valeur ajoutée technologique énergies nouvelles et renouvelables,
- La constitution d'un pôle d'excellence dédié à la recherche et développement (R&D) et la formation dans le domaine des énergies renouvelables,
- Le développement de partenariat gagnant-gagnant, dans le cadre de la collaboration technologique,
- Le consulting auprès des entreprises nationales et internationales.

Axes prioritaires

- La génération d'électricité à partir d'énergies nouvelles et renouvelables notamment via le solaire et l'éolien,

- La création d'un institut dédié à la formation dans les domaines des énergies nouvelles et renouvelables et de l'efficacité énergétique,
- La création d'un technopôle dédié aux énergies nouvelles et renouvelables,
- La contribution au développement d'une industrie locale orientée concentrateurs solaires de puissances (CSP) et photovoltaïque (PV).

Projets en cours

Le portefeuille de projets actuel comprend les centrales électriques solaires/gaz suivantes. Il sera révisé et élargi sur la base du plan directeur d'énergie renouvelable comme le montre le tableau II.7.1

Tableau II.7.1 : le portefeuille de projets de NEAL

Centrale hybride solaire / Gas power plant	Localisation	Capacité installée CSP/MW	Année
SPP I Solar Power Plant One	Hassi R'Mel	25 (capacité totale est de 150 MW)	2011
SPP II Solar Power Plant Two	Meghaïr	70	2014
SPP III Solar Power Plant Three	Naâma	70	2016
SPP IV Solar Power Plant Four	Hassi R'Mel	70	2018

Source : NEAL

E. Création d'un Institut algérien des énergies renouvelables

Dans le cadre de la politique gouvernementale, un institut national des énergies renouvelables vient d'être créé à Hassi R'mel. Ce nouvel institut assure des formations opérationnelles spécialisées de courte durée et par alternance en adéquation avec les besoins des institutions, entreprises et organismes publics et privés. Dans le cadre de ses missions, l'institut prend en charge l'organisation et la mise en œuvre des formations qualifiantes dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique destinées aux techniciens et ingénieurs et tout autre intervenant des institutions, entreprises et organismes publics et privés dans le domaine des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique. Pour ce qui est des ressources dont bénéficie cette nouvelle structure, le nouveau texte précise qu'elle d'une dotation initiale dont le montant est fixé par arrêté conjoint des ministres chargés des finances et de l'énergie. Aussi, le budget de l'institut comprend en recettes la dotation initiale ; les recettes d'exploitation liées à la gestion de l'institut ; la contribution de l'Etat

pour la couverture des charges induites par les sujétions de service public ; les dons et legs ; et enfin les emprunts éventuels.

Le plan financier annuel et les comptes financiers prévisionnels de l'institut sont soumis, après délibération du conseil d'administration, à l'approbation du ministre chargé de l'énergie avant le début de l'exercice auquel ils se rapportent, et ce, conformément à la législation en vigueur. L'institut est soumis aux contrôles prévus par la législation et la réglementation en vigueur. Enfin, les charges et sujétions de service public dévolues à l'institut ainsi que les droits et prérogatives qui s'y rattachent sont déterminées par un cahier des clauses générales qui a pour objet de déterminer les droits et obligations de l'institut algérien des énergies renouvelables vis-à-vis de l'ensemble des clients en sa qualité d'établissement chargé d'une mission de service public et de définir les conditions d'organisation de la formation, des stages et séminaires ainsi que celles afférentes à la recherche appliquée pour le compte de l'ensemble des organismes et entreprises publics.

F. La promotion des chauffe-eau solaire [49]

Parmi les applications les plus prometteuses d'énergie solaire on trouve les chauffe-eau solaires. En effet, des programmes nationaux, des campagnes de sensibilisation, des investissements et plusieurs projets de partenariat et coopération internationales ont été réalisés ; les secteurs ciblés sont l'habitat, le transport, l'industrie.

La promotion du chauffe-eau solaire individuel et collectif et la mise en place de programmes encourageant leur acquisition et leur diffusion sont des options fortes inscrites dans le PNME 2010- 2014, options auxquelles l'APRUE donne corps à travers un programme spécifique dénommé programme ALSOL. la mise en service des premiers chauffe-eau fonctionnant à l'énergie solaire répond au besoin de sensibiliser un plus grand nombre de citoyens, à commencer par les enfants scolarisés et leurs éducateurs, sur l'importance du recours aux énergies renouvelables qui offrent indéniablement des économies substantielles d'énergie, des conditions d'utilisation propres et sécurisées en même temps qu'elles préservent les consommations d'électricité et de gaz et protègent grandement notre environnement. Ainsi, le chauffe-eau solaire pour la production d'eau chaude sanitaire trouve sa place aussi bien dans les établissements scolaires, les hôpitaux, les hôtels, les immeubles d'habitation, les administrations, les centres sportifs, les équipements collectifs et autres grands consommateurs d'eau chaude.

Selon le bulletin algérien des énergies renouvelables, la volonté des pouvoirs publics de promouvoir ce produit est traduite par des programmes nationaux qui ciblent les deux secteurs tertiaires et résidentiels. C'est à l'image du programme 2011 pour alimenter 5500 foyers en eau chaude solaire (financé par le PNUD), du programme ALSOL : 1000 chauffe-eau individuels dans les logements et 1000 dans l'industrie financés par le Fonds national pour la maîtrise de l'énergie (FNME) et du programme d'installation de 16000 m² de chauffe-eau solaire pour des sites isolés (financé dans le cadre du PNME).

G.Partenariat Algérie-japon dans le cadre d'acquisition de la technologie : l'Algérie a signé un accord sur un projet ambitieux en août 2010 avec les japonais : « Sahara Solar breeder super Apollo Project », financé à hauteur de 5 million de dollars par le Japon, le premier élément de réalisation de ce projet débutait en janvier 2011, il consiste en premiers temps à monter une usine de fabrication de silicium, utilisé dans l'industrie des panneaux solaires. L'Algérie et le Japon peuvent développer une coopération fructueuse dans le domaine des énergies renouvelables et en particulier la production de l'électricité à partir de l'énergie solaire étant donné que des responsables de firmes japonaises, comme « Mitsubishi heavy industries » et « Toshiba corporation » ont présenté leur expérience dans ce secteur et manifesté l'intérêt particulier qu'ils portent au marché algérien

- **Toufik hassani ancien p-dg de Neal³** : l'Algérie est incapable de trouver les voies de sortie qui devraient cibler les axes de croissance à même de porter la croissance à deux chiffres rapidement à l'instar des autres pays MENA. La stratégie à définir ne peut s'élaborer sans inclure la dimension régionale et continentale ; donc on ne peut pas parler d'une stratégie de développement dans ce cas.

-En matière de développement de l'énergie solaire -il privilégie les centrales thermiques solaires CSP, les cheminées ou tours solaires étant donné que le photovoltaïque reste la solution pour les utilisations hors du réseau comme d'ailleurs relevé par le PDG de Sonelgaz, et avec les limites de nucléaire les énergies renouvelables seront appelées à contribuer à l'horizon 2050 à satisfaire la moitié des besoins dans le monde. En Algérie, l'objectif de 40% des besoins à 2030 paraît réaliste, dans la mesure où nous améliorons l'efficacité énergétique et que nous développons un modèle de consommation énergétique adéquat.

³ LIBERTE : M. Tewfik Hasni : Un partenariat public-privé est indispensable, Février 2012

-Le partenariat public-privé étendu à l'export donnerait aussi plus de crédibilité et favoriserait la stratégie d'intégration industrielle nationale.

- **Mr Mustapha Kara, Directeur de l'ANCC**[17]

Pour M. Kara Mostefa, il est nécessaire de tester toutes les technologies existantes et leurs combinaisons. Les énergies renouvelables s'imposent d'elles-mêmes avec une large prédominance du solaire.

Le processus de recherche dans le domaine qui remonte à plusieurs décennies nous offre aujourd'hui deux grandes voies connues de domestication du soleil : les technologies utilisant les miroirs et les technologies photovoltaïques, mais il faut bien admettre, relève le directeur général de l'ANCC, que la question de l'intermittence du soleil, que ces deux technologies n'ont pu résoudre, a toujours constitué un handicap sérieux au déploiement du solaire. Donc

Les tours solaires [50] à effet cheminée, "Clef technologique" d'avenir C'est une technologie redoutable et révolutionnaire, d'une simplicité, d'une robustesse et d'une efficacité remarquables, associées à un coût très abordable, ce qui n'est pas le cas des autres technologies. Il faut bien prendre conscience que cette voie constitue une véritable « clé technologique » qui a la capacité de nous faire effectuer le saut tant attendu vers une ère post-carbone. C'est une révolution technologique profonde en perspective.

Pour SONELGAZ : Le rôle de SONELGAZ est de couvrir et d'anticiper les besoins énergétiques nationaux à courts, moyens et long terme, nous constatons bien qu'elle n'a pas de stratégie propre et exécute simplement ce que décident les autorités et notamment le ministère de l'Energie.

Mr Kara trouve judicieux d'intégrer le programme national des énergies renouvelables dans les projets transcontinentaux (Desertec, transgreen, medgrid..) ;

Conclusion : La nouvelle politique énergétique ⁴est basée sur un arbitrage entre la satisfaction de besoins énergétiques, en forte croissance, et les exportations d'hydrocarbures qui constituent une source de revenus importante. Le Programme algérien de développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique s'articule autour de trois principaux axes: le développement des ressources en hydrocarbures et des capacités de production et de

⁴ Nouvelle politique énergétique L'Algérie mise sur les énergies renouvelables, Smail ROUHA Le magazine promotionnel de l'Algérie EL-DJAZAIRN° 54 - Sep 2012

transformation; la promotion interne de l'énergie, la rationalisation de son utilisation et l'amélioration des conditions d'approvisionnement du marché national en produits énergétiques et la valorisation optimale des exportations, notamment les énergies renouvelables.

Des accords de coopération en matière d'énergies alternatives ont déjà été signés avec plusieurs pays, notamment la France, les Etats-Unis, le Brésil, la Russie, la Chine et l'Allemagne. Un autre aspect couvert par ce nouveau programme consiste à maintenir la place de l'Algérie en tant que fournisseur d'énergie à l'Europe et de futur fournisseur d'énergie propre. En effet, l'Algérie compte produire à l'horizon 2020 autant d'électricité à partir des énergies renouvelables qu'elle en produit actuellement à partir de ses centrales alimentées au gaz naturel. Cet ambitieux programme de développement des énergies renouvelables devrait permettre à l'Algérie de produire 40% de ses besoins d'électricité à partir des énergies renouvelables en 2020 et d'exporter vers l'Europe, en partenariat avec des acheteurs européens, 2.000 MW d'énergies renouvelables.

La réussite de ce nouveau programme de développement des énergies renouvelables nécessite une bonne préparation en matière d'études et de mobilisation de financements. Il reste en effet tributaire d'une bonne préparation technique et financière. Un développement ambitieux des énergies renouvelables suppose nécessairement la réalisation d'infrastructures de transport adaptées aux capacités de production et aux besoins de consommation. D'ici à 2019, l'Algérie devrait consommer entre 42 et 55 milliards de mètres cubes de gaz naturel et 16 500 à 20 000 MW d'électricité par année. Pour l'électricité produite à partir des énergies nouvelles, on prévoit entre 6 et 8% d'ici à 2020. L'Algérie devrait s'engager, également, dans un projet en partenariat. Ce projet ambitieux devrait assurer une sécurité énergétique au pays et même devenir une autre richesse comparable au pétrole. Il s'agit d'un mégaprojet (DESERTEC) qui vise à créer d'ici 40 ans un vaste réseau d'installations éoliennes et solaires(CSP) en Afrique du Nord et au Moyen-Orient, pour fournir à terme jusqu'à 15% de la consommation d'électricité de l'Europe. Ainsi, l'ambition de l'Algérie de s'engager dans les énergies renouvelables, à commencer par l'installation d'une première ferme éolienne à Adrar et une centrale hybride solaire / gaz à Hassi R'mel, c'est un premier pas dans l'ère d'après le pétrole.

Introduction

Dans cette partie, nous entamons deux chapitres, le chapitre 8 représente une analyse des coûts des deux types CSP : tours solaires et centrale cylindroparaboliques de (100MW) selon le plan suivant :

- les différentes mesures de coût
- Le coût actuel de la CSP qui inclut (le coût de l'investissement en capital ; coûts d'exploitation et de maintenance ; L'impact de la ressource solaire sur la production d'électricité)
- La réduction des coûts potentiels csp (priorités de recherche et de développement pour la réduction des coûts, réduction des coûts des composants DSP et l'amélioration des performances ; potentiel de réduction des coûts d'investissement totaux, o& M et le potentiel de réduction des coûts)
- Le Coût actualisé d'électricité à partir csp (Le coût actualisé actuel de l'électricité à partir csp, le LCOE de centrales CSP: 2011-2015)

Et chapitre 9 est consacré à étudier les avantages socio-économiques et environnementaux suivant le déploiement des technologies des stations Solaires Concentrées (CSP), pour la production d'électricité renouvelable : tels que la sécurité énergétique ; la création d'emploi et le problème des changements climatique

Chapitre 8 : Analyse des couts de CSP (comparaison entre les tours solaires et les centrales cylindroparaboliques)

Ce chapitre est une traduction (anglais vers français) d'une étude faite par un groupe d'analystes de IRENA en juin 2012 sur l'analyse des couts des énergies renouvelables et en particulier le CSP[51]

Introduction

Les centrales solaires a concentration¹ sont très couteuses mais avec zéro frais de carburant .Une centrale cylindroparaboliques sans stockage coute moins de 4 600 USD /kW, mais avec 6heurs de stockages le cout augmente entre 7 100 USD /kW et 9 800 USD /kW avec une augmentation de capacité de production. Les centrales de tour solaire peuvent coûter entre 6 300 USD/kW et 10 500 USD /kW avec stockage entre 6 et 15 heures. Ces centrales peuvent atteindre des facteurs de capacité de 0,40 à 0,80 comme le montre le tableau ci-dessous :

Tableau III.8.1: les couts de CSP et les performances en 2011

	Cout installé en (2010 USD/kW) USD/W	Facteur de capacité%	O&M (2010 USD/kWh)	LCOE (2010 USD/kWh)
Cylindroparaboliques			0.02 à 0.035	0.14 à 0.36
Sans stockage	4 600	20 à 25		
6heurs de stockages	7 100 à 9 800	40 à 53		
Tours solaire				0.17 à 0.29
6 à 7.5 heures stockages	6 300 à 7 500	40 à 45 0.17		
12 à 15 heures stockages	9 000 à 10 500	65 à 80		

Source : IRENA analysis

Note : le cout de l'électricité assume 10% du capital

O&M : les couts opératoires et de maintenances, sont relativement élevés pour les centrales CSP dans la gamme USD 0,02 à 0,035 USD/kWh. Cependant il y a une possibilité de

¹ RENEWABLE ENERGY TECHNOLOGIES: COST ANALYSIS SERIES, Concentrating Solar Power Volume 1: Power Sector Issue 2/5; IRENA.

réduction des coûts avec les nouvelles expériences acquises et les performances de fonctionnement.

LCOE (The levelised cost of electricity) le coût actualisé de la production d'électricité ou bien le coût de l'énergie (électricité), actuellement très élevé. En supposant que le coût du capital est de 10 %. Le LCOE des centrales cylindroparaboliques est aujourd'hui dans la gamme 0,20 USD à 0,36 USD /KWh et celui des tours solaires entre 0,17 USD et 0,29 USD /kWh. Toutefois, dans les zones d'excellentes irradiances solaires, il pourrait être aussi faible que 0,14 USD à 0,18 USD/kWh. LCOE dépend essentiellement des coûts de capital et la ressource solaire locale. Par exemple, le LCOE d'une centrale CSP sera inférieur du quart pour une irradiation normale directe de 2 700 kWh/m²/an que pour un site avec 2 100 kWh/m²/an.

1- les différentes mesures des coûts de CSP solaire

Le coût peut être mesuré de façons différentes, et chaque mode de comptabilisation du coût de production d'énergie apporte ses propres idées. Les coûts qui peuvent être examinés comprennent les coûts d'équipement (éoliennes, par exemple, les modules photovoltaïques, des réflecteurs solaires), les coûts de financement, le coût total installé d'exploitation fixes et variables et les coûts de maintenance (O & M), les coûts de carburant et le coût moyen actualisé de l'énergie (LCOE). Un examen plus approfondi des données et des hypothèses, permet une bonne amélioration de la transparence et de confiance dans l'analyse, ainsi il facilite la comparaison des coûts par pays ou région pour les mêmes technologies dans le but d'identifier quels sont les facteurs clés de toutes les différences. Les trois indicateurs qui ont été sélectionnés sont les suivants:

- Coût de l'équipement (usine porte FOB et livré sur le site CIF);
- Le coût total des projets installés, y compris le financement fixe
- Le coût actualisé de l'électricité LCOE.

L'analyse se concentre sur l'estimation du coût de production d'électricité CSP du point de vue d'un investisseur privé, si elles sont un utilitaire appartenant à l'État de production d'électricité, un promoteur de génération d'énergie indépendant, ou d'un individu cherchant à investir dans les énergies renouvelables à petite échelle. L'analyse exclut l'impact des mesures incitatives du gouvernement ou de subventions. Cependant, l'analyse ne tient pas compte du prix de CO₂, ni les avantages des énergies renouvelables dans la réduction des autres externalités (par exemple réduction de la pollution de l'air local, la contamination des milieux

naturels). De même, les avantages des énergies renouvelables étant isolés de la volatilité des prix des combustibles fossiles.

Il est important d'inclure des définitions claires des catégories technologiques, afin de s'assurer que les comparaisons des coûts peuvent être correctement réalisées (par exemple cylindroparaboliques et les tours solaires). De même, il est important de différencier entre la fonctionnalité et / ou les qualités des technologies des énergies renouvelables de production d'électricité (par exemple, énergie solaire à concentration avec et sans stockage d'énergie thermique). Il est important de veiller si les limites du système sont clairement définies et que les données disponibles sont directement comparables. D'autres questions peuvent également être importants, tels que les règles de répartition des coûts de production combinée de chaleur et des centrales électriques, et les coûts de raccordement au réseau.

Les données utilisées pour les comparaisons proviennent d'une variété de sources, telles que des revues d'affaires, des associations industrielles, des consultants, des gouvernements, des ventes aux enchères et des appels d'offres. Tous les efforts ont été déployés pour assurer que les données sont directement comparables. Lorsque ce n'est pas le cas, les données ont été corrigées à une base commune en utilisant les meilleures données et les hypothèses disponibles. La différence entre les coûts et les prix déterminé par le montant ci-dessus, ou ci-dessous, le bénéfice normal que l'on verrait dans un marché concurrentiel, la croissance rapide des marchés des énergies renouvelables à partir d'une petite base signifie que le marché des technologies de production d'énergie renouvelables est rarement bien équilibré. En conséquence, les prix peuvent augmenter de manière significative au-dessus des coûts à court terme si l'offre n'est pas en expansion aussi rapide que la demande, tandis que dans les moments de l'offre excédentaire, les pertes peuvent se produire et les prix peuvent être inférieurs aux coûts de production.

Une difficulté majeure est souvent concilier les différentes sources de données pour identifier pourquoi les données pour la même période diffèrent. Le solde des coûts du capital dans les coûts totaux du projet tend à varier plus largement que les coûts d'équipement de génération d'énergie, car elle est souvent basée sur le contenu local qui dépend de la structure des coûts de l'endroit où le projet est en cours d'élaboration. Le coût total d'installation peut donc varier de façon significative par le projet, pays et région, selon un large éventail de facteurs comme le montre la figure ci-dessus :

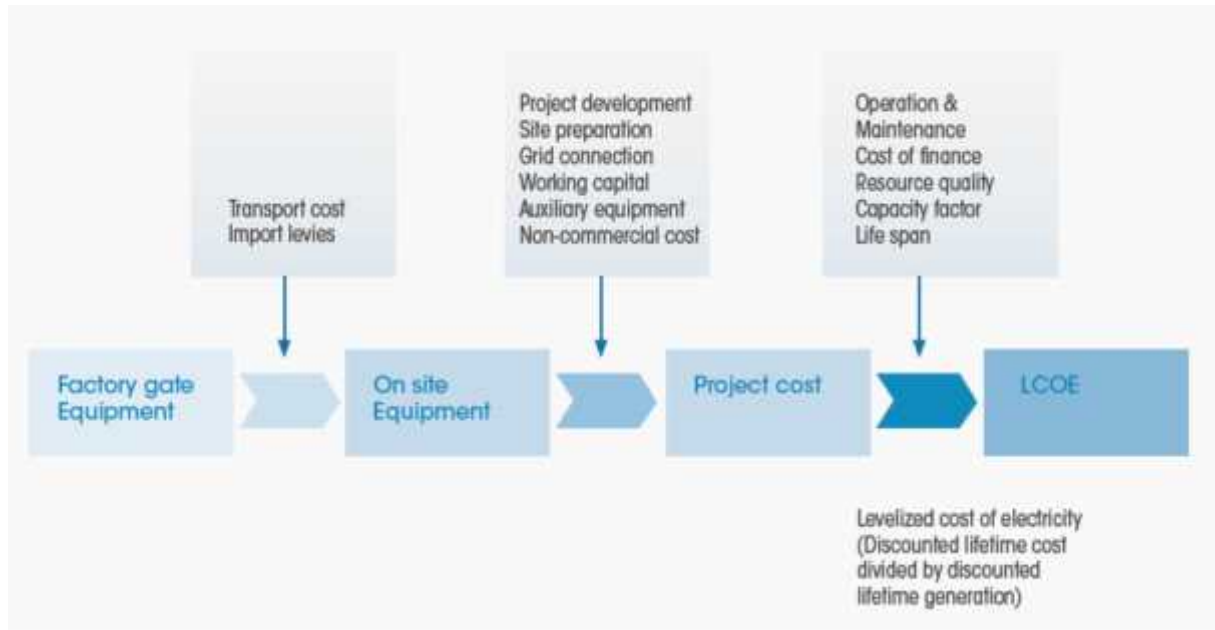


Figure III.8.1 : les indicateurs de production d’électricités renouvelables Source : IRENA analysis

2- Le coût actualisé de la production d’électricité (LCOE)

Il varie selon la technologie, le pays et la source d’énergie renouvelable de projet, le capital et les coûts d’exploitation, et de l’efficacité / performance de la technologie. L’approche utilisée dans l’analyse présentée est basée sur un flux de trésorerie actualisés (DCF). Cette méthode de calcul du coût des technologies des énergies renouvelables est basée sur l’actualisation des flux financiers (annuelle, trimestrielle ou mensuelle) à une base commune, en tenant compte de la valeur temporelle de l’argent. Étant donné la nature capitalistique de la plupart des technologies de production d’énergie renouvelables et les coûts de carburant fait sont bas, ou souvent à zéro, le coût moyen pondéré du capital (WACC), souvent appelée aussi le taux d’escompte, utilisé pour évaluer le projet à une critique impact sur le LCOE. La formule utilisée pour calculer le LCOE de technologies d’énergie renouvelable est la suivante:

$$\text{LCOE} = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t + F_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

Tels que :

LCOE = le coût actualisé d'électricité produite

I_t = dépenses d'investissement dans l'année t ;

M_t = opérations et dépenses d'entretien dans l'année t ;

F_t = dépenses de carburant dans l'année t ;

E_t = production d'électricité dans l'année t ;

r = taux d'actualisation ;

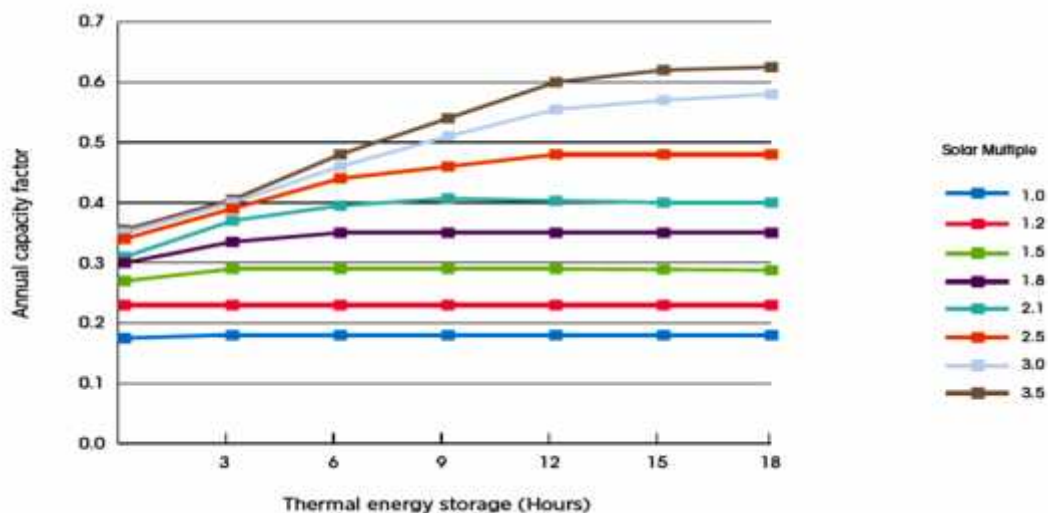
n = durée de vie du système.

Tous les coûts présentés sont réels 2010 USD, c'est-à-dire après inflation. Le LCOE est le prix de l'électricité requise pour un projet où les recettes seraient égales aux dépenses, y compris de faire un retour sur le capital investi égale au taux d'actualisation. Un prix de l'électricité au-dessus de cela donnerait un meilleur rendement sur le capital, tandis que le prix ci-dessous il serait un rendement spécial, ou même une perte. Comme déjà mentionné, bien que des mesures de coûts différentes soient utiles dans des situations différentes, le LCOE de technologies d'énergie renouvelable est une mesure largement utilisée par les technologies d'énergie renouvelable qui peut être évalué pour la modélisation ou l'élaboration des politiques. De même, les approches DCF plus détaillées en tenant compte de la fiscalité, les subventions et les autres incitations sont utilisées par les développeurs de projets d'énergie renouvelables afin d'évaluer la rentabilité des projets réels.

3-Le dimensionnement de la centrale solaire

Les paramètres qui déterminent la conception optimale de l'installation sont nombreux. Un élément important est le rôle de stockage d'énergie thermique. Ce dernier augmente les coûts, mais il permet une plus grande capacité de production quand le soleil ne brille pas et / ou la maximisation de la production aux heures de pointe. Les coûts augmentent, en raison de l'investissement dans le stockage d'énergie thermique ; donc la taille du champ solaire est augmentée afin de permettre le fonctionnement de la centrale et le stockage de la chaleur solaire pour augmenter le facteur de capacité. Bien que beaucoup dépend de la conception spécifique du projet et si le stockage est utilisé juste pour changement de génération, ou d'augmenter le facteur de capacité, les données actuellement disponibles suggèrent que le coût marginal est économiquement justifiable.

Le multiple solaire est la taille réelle de la filière solaire par rapport à ce qui serait nécessaire pour atteindre la capacité électrique nominale au point de conception. Afin de garantir que le bloc d'alimentation est effectivement utilisé au cours de l'année, le multiple solaire est généralement plus grand que l'unité est comprise entre 1,3 et 1,4. Il peut être encore plus grand (jusqu'à 2,0) si la centrale dispose d'un système de stockage de six heures. NREL a développé un modèle pour la réalisation des performances et l'analyse économique des centrales CSP. Le modèle permet de comparer les différentes options technologiques et des configurations dans le but d'optimiser la conception de centrale la figure III.8.2 montre la relation entre le facteur de capacité (20% à 60%) et le stockage de l'énergie thermique en heures (h) pour différentes multiples solaires dans des régions avec une bonne ressource solaire. Le compromis entre les coûts du champ solaire et le système de stockage doit être mis en balance avec l'augmentation prévue des recettes qui découleront de la hausse de la production et la capacité de génération de dispatch power à des moments où le soleil ne brille pas.



Source : Turchi,2010a

Figure III.8.2 : le facteur de capacité pour une centrale cylindroparaboliques de 100MW avec stockage

4-Le coût actuel du CSP

Le coût de l'électricité CSP est actuellement plus élevé que celui des technologies à combustibles fossiles. Toutefois, les possibilités de réduction des coûts en raison de

déploiement à grande échelle et des améliorations technologiques sont importantes, et le LCOE devrait baisser.

A-CAPEX

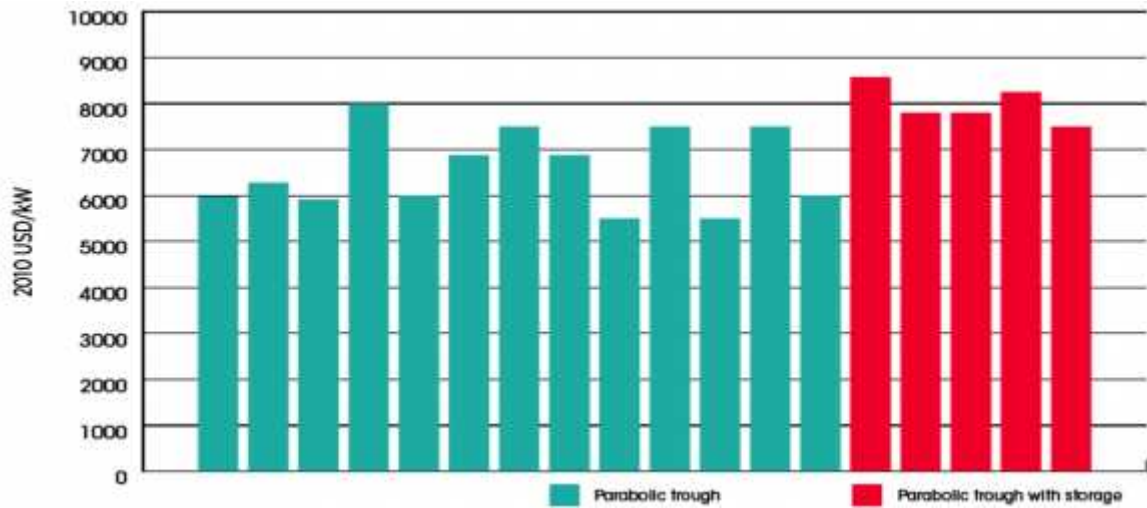
Le LCOE des centrales CSP est dominée par le coût d'investissement initial, ce qui représente environ les quatre cinquièmes du coût total. Le reste est le coût pour l'exploitation et la maintenance de la centrale et de l'assurance. Le marché actuel de CSP est dominé par la technologie cylindroparaboliques. Plus de 80% des centrales CSP en exploitation ou en construction sont basés sur cette technologie. En conséquence, la plupart des renseignements sur les coûts se réfère aux systèmes de capteurs cylindroparaboliques. Les données sur les coûts de capteurs cylindroparaboliques sont aussi les plus fiables, même si des incertitudes demeurent, car elle représente la technologie la plus mature de CSP. Le coût d'investissement actuel pour les capteurs cylindroparaboliques et les centrales à tour solaire sans stockages sont entre USD 4500 /kW et USD 7 150/kW. Les centrales CSP avec stockage thermique ont tendance à être sensiblement plus cher, mais avec une grande capacité de production au moment où le soleil ne brille pas et / ou lorsque on veut maximiser la génération de la demande de pointe, Le coût de capteurs cylindroparaboliques et les centrales à tour solaire avec stockage d'énergie thermique est généralement comprise entre 5 000 USD et 10 500 USD /kW (tableau III.8.2).

Tableau III.8.2: les couts de capital et les caractéristiques clés des centrales cylindroparaboliques et les tours solaires

	Source	Heat transfer fluid	Solar multiple	Storage (hours)	Capacity factor (%)	Cost (2010 USD/kWe)	
Parabolic trough	Turchi, 2010a	Synthetic oil	1.3	0	26	4 600	
	Hinkley, 2011	Synthetic oil	1.3	0	23	7 144	
	Turchi, 2010a	Synthetic oil	2	6	41	8 000	
	Turchi, 2010b	Synthetic oil	2	6.3	47-48	8 950-9 810	
	Hinkley, 2011	Synthetic oil	2	6	43	7 732	
	Fichtner, 2010	Molten salt	2.8	4.5	50	7 380	
				2.5	9	56	7 550
			3	13.4	67	9 140	
Solar tower	Ernst and Young/ Fraunhofer, 2011	Molten salt		7.5		7 280	
	Turchi, 2010a	Molten salt	1.8	6	43	6 300	
	Kolb, 2011	Molten salt	2.1	9	48	7 427	
	Hinkley, 2010	Molten salt	1.8	6	41	7 463	
	Fichtner, 2010	Molten salt	2	9	54	7 720	
				3	12	68	9 060
				3	15	79	10 520

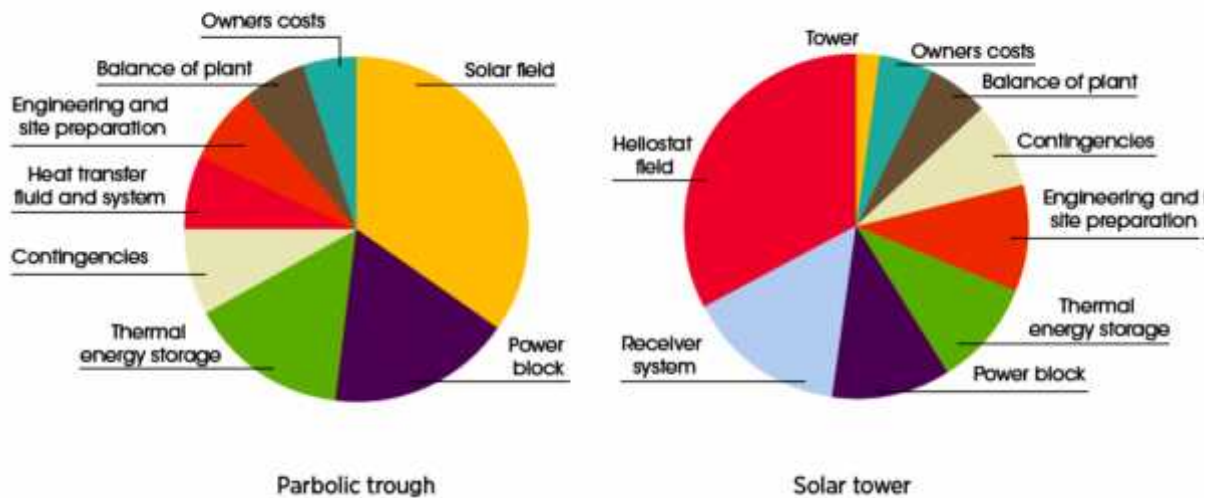
Source : Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, 2012

Selon la figure III.8.3 qui présente le coût total estimatif de capital installé ; bien que les centrales CSP avec stockage d'énergie thermique ont des coûts d'investissement plus élevés (USD / kW) à cause du système de stockage et le plus grand champ solaire, la génération accrue d'électricité se traduit généralement par un coût faible de production d'électricité. Le stockage de l'énergie devrait être examiné avec soin, car il peut réduire le coût de l'électricité produite par la centrale CSP et améliorer le facteur de capacité. La répartition des coûts de capital des deux centrales CSP proposées en Afrique du Sud (une fois par capteurs cylindroparaboliques et l'autre une tour solaire) est présenté dans la figure III.8. 4 . Ces centrales ont des montants d'investissements de capital 914 millions USD pour le système parabolique et 978 000 000 USD pour le système de tour solaire.



Source : IRENA analysis

Figure III.8. 3 : le cout total des centrales cylindroparaboliques réalisées où en constructions entre 2010 et 2011



Source : Fichtner,2010.

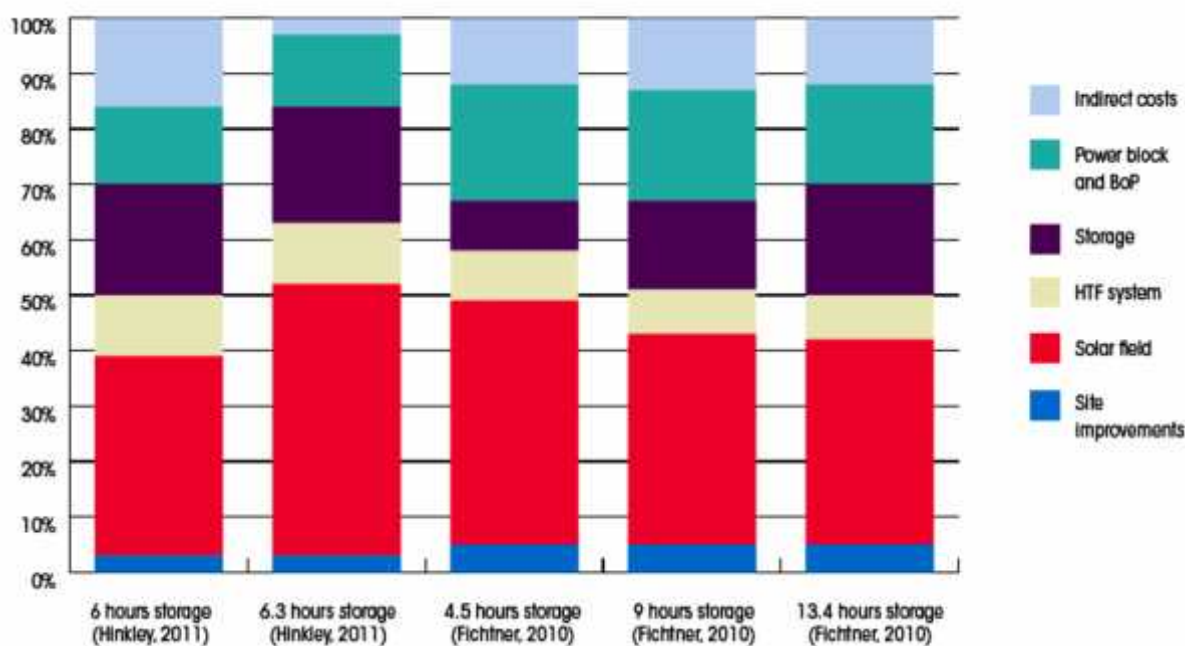
Figure III.8.4 : La répartition des coûts de capital des deux centrales CSP proposées en Afrique du Sud

- *La variation des coûts pour les réflecteurs cylindroparaboliques*

Le champ solaire est le principal élément de coût et représente entre 35% et 49% de coût total installé des projets évalués. Cependant, des précautions doivent être prises dans l'interprétation de ces résultats, que la variation des coûts dépend de savoir si le projet a un système de stockage d'énergie thermique ou non. La part du système de stockage d'énergie thermique varie aussi peu, 9% pour une usine de stockage de 4,5 heures, à 20% pour une installation avec 13,4 heures stockage.

Le fluide caloporteur est un élément de coût important et représente entre 8% et 11% du total des coûts dans les projets examinés. Le coût est estimé à 364 millions USD (€280 millions) ou 7280USD/kW (Ernst & Young et Fraunhofer, 2011). L'équipement du champ solaire (510 000 m²) est la partie la plus intensive de capital (38,5%) de système cylindroparaboliques. Le prix d'un capteur solaire est principalement déterminé par le coût de la structure métallique de support (10,7% du coût total de la centrale), le récepteur (7,1%), les miroirs (6,4%), le système de transfert de chaleur (5,4%) et le fluide de transfert de chaleur (2,1%).

Le système de stockage d'énergie thermique représente 10% du coût total, avec le sel et les réservoirs de stockage étant les plus gros contributeurs à ce coût. Les améliorations du site, l'installation des composants et l'achèvement de l'usine, nécessitent un effectif de près de 500 personnes. Les composants les plus prometteurs qui pourraient être fabriqués localement ou fournies par les pays en développement sont des structures de soutien, des miroirs et des récepteurs. Alors que les services essentiels qui pourraient être offerts vont de l'assemblage et l'EPC à O & M.

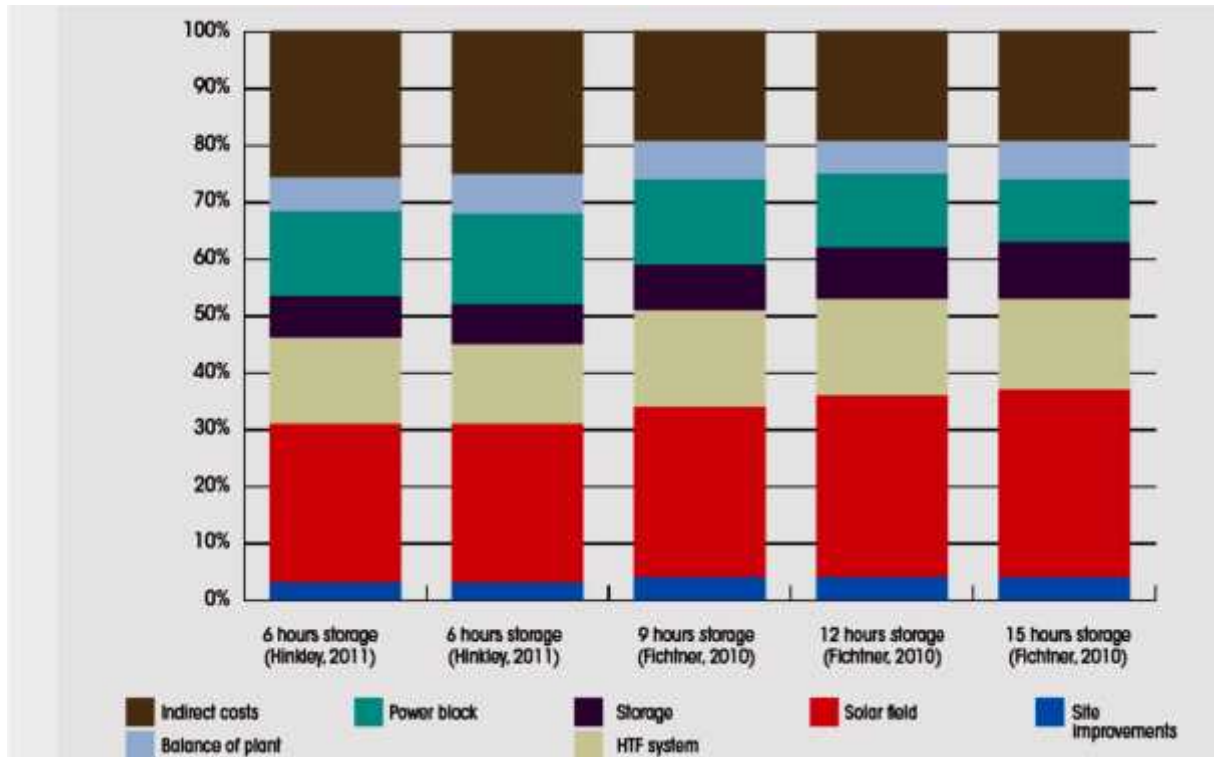


Source :Fichtner ,2010 et Hinkley,2011

Figure III.8.5 : les réductions des coûts pour une centrale cylindroparaboliques de 100MW

- *La Variation des coûts pour les tours solaires*

La variation des coûts pour les projets de tours solaires typiques est différente de celui des systèmes de capteurs cylindroparaboliques. La différence la plus notable réside dans le coût du stockage d'énergie thermique (Figure III.8.6). La température de fonctionnement plus élevée réduit de manière significative le coût de stockage d'énergie thermique. Dans l'analyse d'un système à neuf heures du stockage, le système de stockage thermique du projet d'une tour solaire représente 8% du total des coûts, tandis que pour le cylindroparaboliques est 16%. Étant donné que les coûts totaux sont les mêmes pour les deux projets, le coût absolu de neuf heures de stockage pour le projet de tour solaire est la moitié de celui de cylindroparaboliques.



Source :Fichtner ,2010 et Hinkley,2011

Figure III.8 .6 : la réduction des couts pour une tour solaire de 100MW

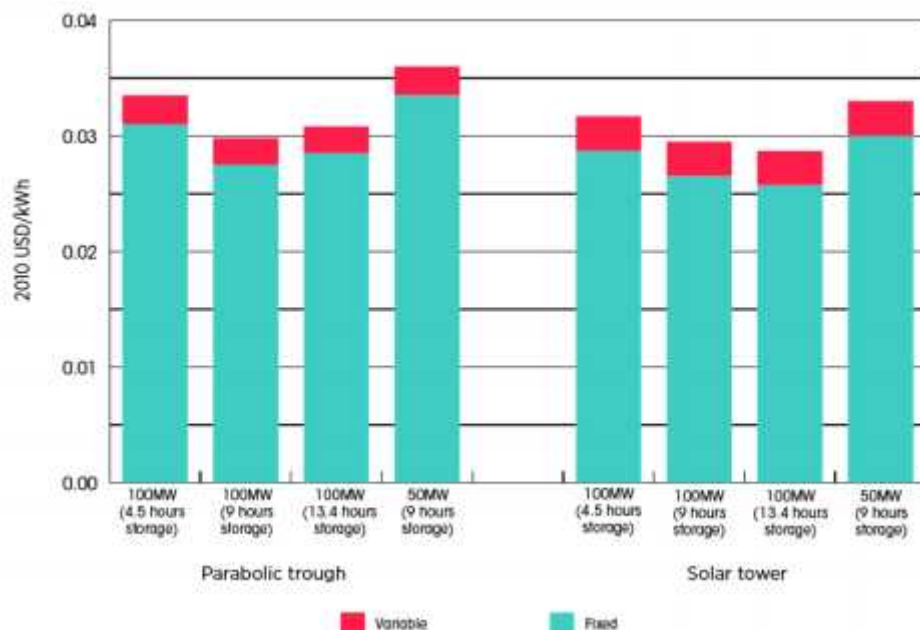
B–les couts d’entretien et de maintenance O&M

L’analyse de la figure III.8.7 montre que Les coûts d’exploitations des centrales CSP sont faibles par rapport aux centrales à combustibles fossiles, mais sont encore importantes. Ces coûts ne sont pas publiquement disponibles. Toutefois, une évaluation très détaillée des coûts des centrales SEGS californiennes ont estimé ces derniers à 0.04 USD /kWh. Le remplacement des récepteurs et des miroirs, en raison de bris de verre, sont des composantes importantes des coûts opératoires et de maintenances. Le coût du lavage des miroirs, y compris les coûts de l’eau, est également significatif. L’assurance des végétaux est également une dépense importante et peut être comprise entre 0,5% à 1% du coût en capital initial. Les coûts d’O & M des centrales CSP modernes sont plus faibles que les centrales SEGS californiennes, comme les améliorations technologiques ont réduit la nécessité de remplacer les miroirs et les récepteurs.

L’automatisation a réduit le coût d’O & M des procédures par autant que 30%. À la suite de procédures de maintenances (à la fois l’amélioration des coûts et le rendement des

centrales), le total des coûts d'O & M de centrales CSP dans le long terme sont susceptibles d'être inférieur à 0.025 USD /kWh (Cohen, 1999). On estime actuellement que les systèmes de capteurs cylindroparaboliques dans les Etats-Unis ont des coûts de l'ordre de 0.015 USD /kWh, composées de 70 USD /kW/an coûts fixes et environ 0.003 USD /kWh des coûts variables (Turchi, 2010b).

Pour les tours solaires, les coûts fixes sont estimés à USD 65/kW/an (Turchi, 2010a) par contre les coûts fixes des capteurs cylindroparaboliques proposée et projets de tours solaires en Afrique du Sud ont comprises entre 0.029 USD et 0.036 USD /kWh. Les réflecteurs cylindroparaboliques et les centrales à tour solaire donnent une expérience importante d'économies d'échelle dans les coûts d'O & M par rapport au niveau du stockage d'énergie thermique lorsqu'en passant de 4,5 heures à 9 heures de stockage, mais en ajoutant plus de stockage ne donne pas de réductions significatives. Pour une centrale à réflecteurs cylindroparaboliques avec neuf heures de stockage d'énergie thermique, les couts fixes représentent 92% des coûts totale d'O & M environ 14,6 millions USD par an .Le champ solaire et le système de stockage représente 4,7 millions de USD, 3,8 millions de dollars d'assurance, les frais de personnel 3,5 millions de dollars et le bloc d'alimentation pour les 2,5 millions de dollars. Les coûts variables 1,2 million de dollars par an sont dominées par les consommables divers, 0,7 million d'USD, représentent plus de la moitié du total des coûts variables (Fichtner, 2010). Dans les pays développés, les dépenses de personnel seront plus élevées. Par exemple, les frais de personnel pour une usine de 100 MW à capteurs cylindroparaboliques dans les Etats-Unis représentent 45% du total O &M des coûts, alors qu'il est de 23% du total des coûts dans l'usine proposée en Afrique du Sud (Turchi, 2010b et Fichtner, 2010).



Source :Fichtner ,2010

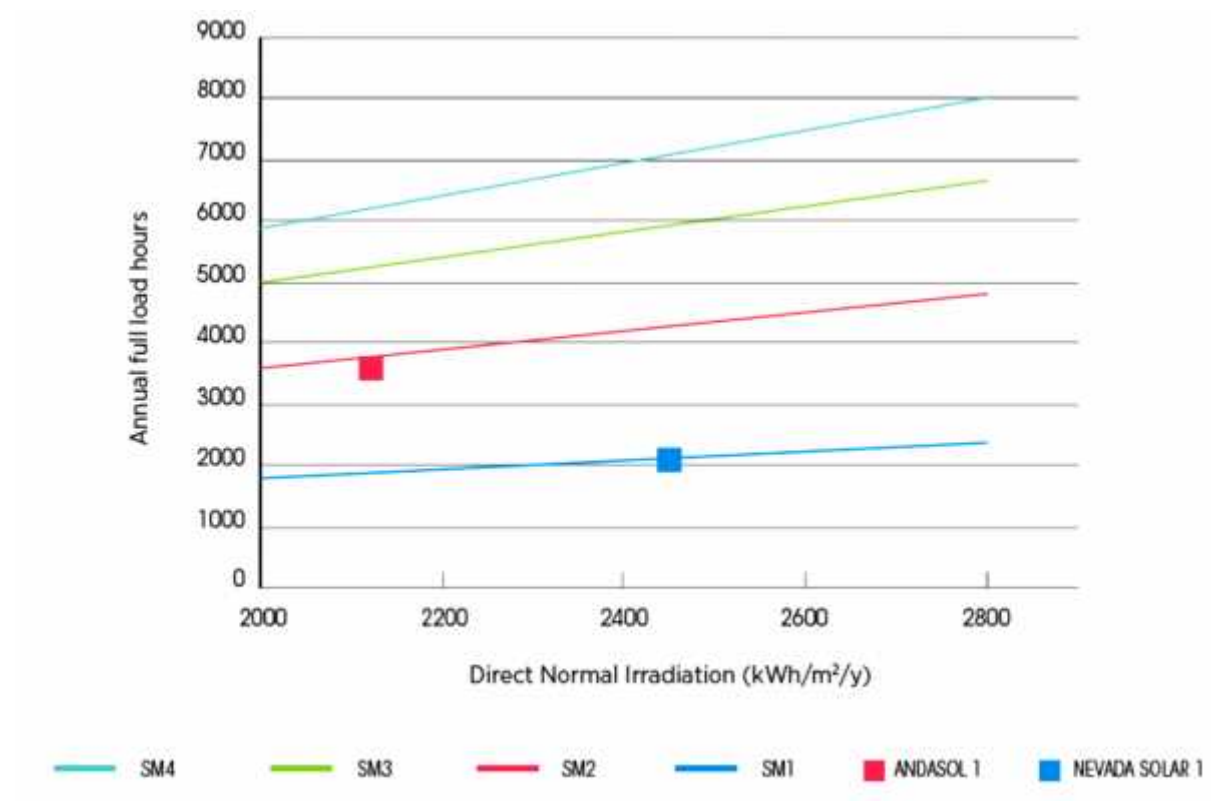
Figure III.8 .7: les coûts opératoires et de maintenances pour les centrales cylindroparaboliques et les tours solaires

C-l'impact de la source solaire sur les techniques de génération d'électricité CSP :

Contrairement aux technologies PV, le potentiel de production d'une centrale solaire CSP est largement déterminé par la DNI (> 5 kWh/m2/jour). Cela dépend évidemment des conditions météorologiques moyen sur un an. Toutefois, l'irradiation solaire direct sur n'importe quel jour sera déterminé par des facteurs météorologiques (par exemple la couverture nuageuse, l'humidité) et des facteurs environnementaux locaux (par exemple la pollution locale de l'air, la poussière). Le Suivi du soleil fournit un rendement énergétique nettement supérieur pour une DNI d'une surface fixe et c'est pourquoi le suivi est très important dans les centrales CSP.

La relation entre DNI, la production d'énergie et le LCOE de l'électricité est forte. Les sites avec plus DNI donnera plus d'énergie qui permettra une plus grande génération d'électricité (Figure III.8. 8). La relation entre DNI et le facteur de capacité (heures à pleine charge) est plus forte à des multiples solaires plus élevés, par exemple, le LCOE d'une usine de CSP identique sera d'environ un quart plus faible dans les bons sites aux États-Unis,

l'Algérie ou l'Afrique du Sud où le DNI est d'environ 2 700 kWh/m²/an que pour un site en Espagne avec un DNI de 2 100 kWh/m²/an (AT Kearney et ESTELA, 2010).



Source :Trieb,et al.,2009

Figure III.8.8 : la relation entre le DNI et le multiple solaire (heurs à pleine charge)

5- Potentiels de réduction des coûts CSP

Les principaux domaines des réductions de coûts qui doivent être atteintes sont:

- Le champ solaire: production de masse avec des composants moins chers, ainsi que des améliorations dans la conception, peut aider à réduire les coûts du champ solaire.
- Le fluide caloporteur: les nouveaux fluides caloporteurs et ceux qui sont capables de transférer des températures plus élevées aideront à améliorer les possibilités de stockage et de réduire les coûts. La génération de vapeur directe est également une possibilité, mais nécessite davantage de recherche.

- Le système de stockage: Cette question est étroitement liée au fluide caloporteur, comme des températures plus élevées, notamment à partir des tours solaires qui permettra de réduire le coût du stockage d'énergie thermique.
- Le bloc d'alimentation: Il ya encore place pour des réductions de coûts, même si ceux-ci seront plus modestes que les autres composants.

A -Les priorités de la recherche et développement pour la réduction des coûts

Un grand nombre de R & D dans le domaine de CSP sont en cours (ECOSTAR, 2005). Le tableau III.8.3 présente un extrait de courant des activités de R&D dans le domaine de la ligne de focalisation des collecteurs. Tous les développements technologiques qui sont indiqués dans le tableau III.8. 3 visent à améliorer les composants et les sous-systèmes CSP en ce qui concerne le coût et / ou l'efficacité.

Tableau III.8.3 : les activités de R&D pour les centrales cylindroparaboliques

Innovation	état de l'art aujourd'hui	Objectif de R&D	SOLUTIONS
les nouvelles des fluides de transfert de chaleur	l'huile synthétique	des températures plus élevées, la réduction des coûts, la réduction des risques pour l'environnement	l'utilisation du motlen sel permettre des températures plus élevées, tandis que la génération directe de vapeurs, permet la réduction de l'eau, et aucun échange de chaleur
nouveaux concepts de stockage	motlen sel	matériaux de stockage bon marché, la capacité thermique plus élevé, du point de congélation bas, le transfert de chaleur isotherme (pour l'évaporation)	stockage de chaleur latente, le stockage thermocline, nouvelles matériaux de stockage, comme le béton, le sable ou d'autres
nouveaux matériaux des miroirs	miroirs en verre incurvées	réductions de coûts et de réflectivité élevée	réflecteurs métalliques, film polymère revêtu avec un support intégré

nouveaux concepts de collecteurs	PTC avec des ouvertures 5-6 M	réduction des coûts et une plus grande efficacité, une haute précision optique	variété de structures des Collecteurs, Collecteurs différents, largeurs (1-10m collecteurs freshnel) grandes ouvertures pour PTC...
----------------------------------	-------------------------------	--	---

Source : A.T Kearney, 2010

B. La Réduction des coûts des composants CSP et amélioration des performances

Le LCOE des centrales CSP peuvent être réduits en améliorant les performances (efficacité) et réduire les coûts de la capital. Il existe des possibilités de réduction des coûts de capital, tandis que les améliorations dans la performance de l'usine de CSP permettra de réduire le «coût du carburant", par exemple en réduisant la taille du champ solaire pour une capacité donnée. Bien que les centrales CSP aient une répartition des composants de base similaire (par exemple champ solaire, HTF, la puissance du bloc), la réalité est que beaucoup de ces composants sont sensiblement différents pour chaque technologie CSP. Cependant, quelques-uns des potentiels de réduction des coûts sont plus génériques, par exemple de mise à l'échelle jusqu'à la taille des usines et la concurrence accrue entre les fournisseurs de technologie. Les sections suivantes examinent les possibilités génériques et spécifiques à la réduction des coûts de la technologie.

C. L'augmentation de la taille des centrales CSP

Accroître la taille de la centrale sera un important facteur de réduction de coût, ce qui est déjà le cas dans des États-Unis. Les projets actuels de CSP cylindroparaboliques aux États-Unis ont des capacités de 140 MW à 250 MW (Ernst & Young et Fraunhofer, 2010), tandis que des projets solaires à tour sont dans l'échelle de 100 à 150 MW pour les tours individuels. Une contrainte artificielle en Espagne a été le fait que l'alimentation en droit espagnol tarifaire (RD-661/2007) stipule une sortie électrique maximale de 50 MW pour l'admissibilité. Toutefois, en termes d'économies d'échelle, 50 MW n'est pas la taille optimale des centrales.

Les coûts spécifiques d'une centrale cylindroparaboliques avec 7,5 h de stockage peuvent être de 12,1% si la taille de l'usine est passée de 50 MW à 100 MW, de 20,3% si elle est passée de 50 MW à 200 MW (figure III.8.9). Une analyse similaire a identifié que l'augmentation de la taille des usines de 50 MW à 120 MW pourrait réduire les coûts en

capital de 13% (Nieto, 2009). Les plus fortes baisses de coûts proviennent de l'équilibre de la centrale, l'accès au réseau, le bloc d'alimentation et les coûts de gestion de projet. Le développement du projet et la gestion sont à peu près constant pour chaque taille de projet, de sorte que, les coûts spécifiques diminuer considérablement avec l'augmentation de la capacité des usines. En revanche, les coûts de la filière solaire et le stockage sont directement liés à la taille de la centrale, étant donné que les petites économies peuvent être attendues.

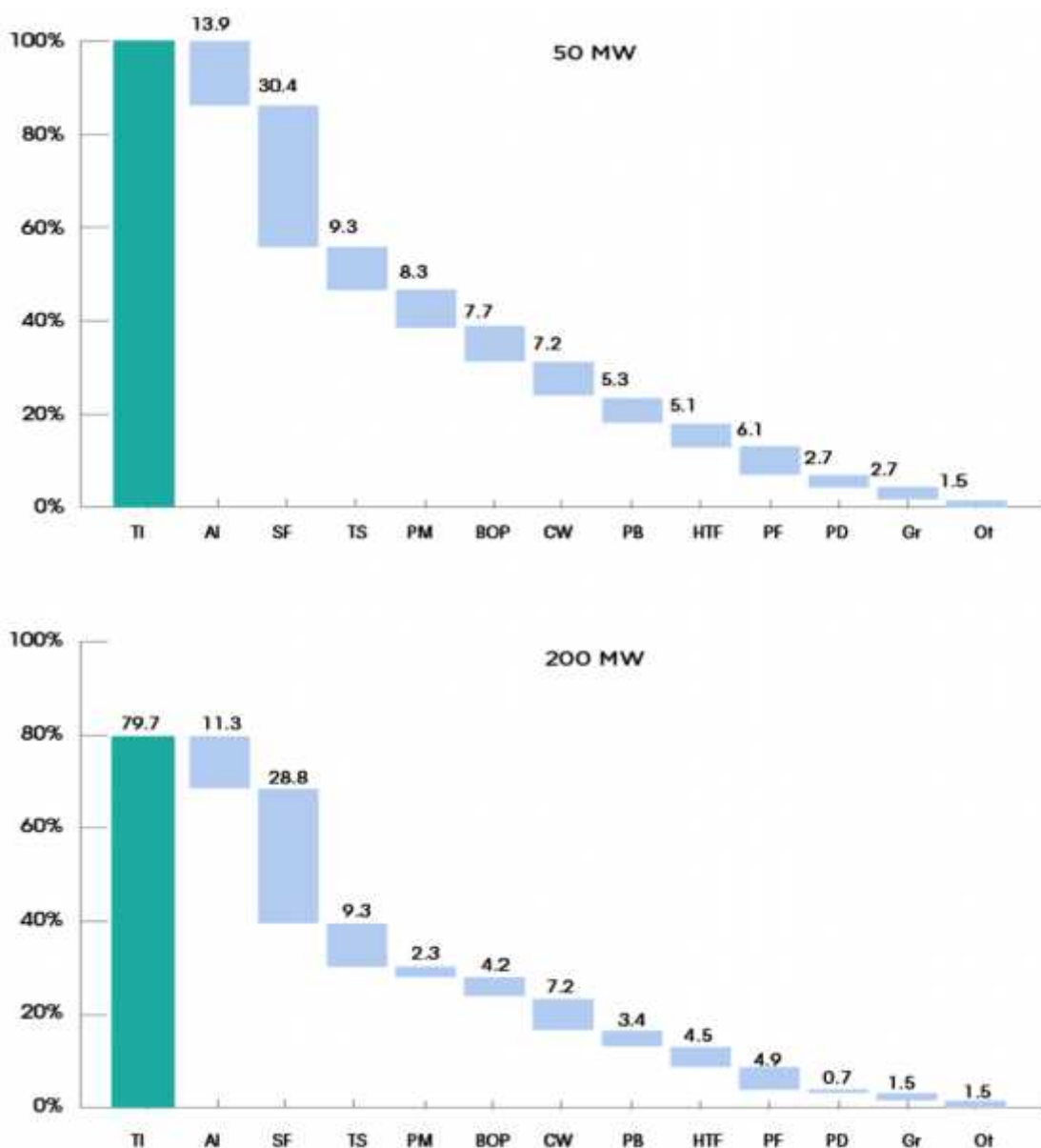


Figure III.8.9 : l'évolution des coûts des composantes avec l'évolution de la capacité de centrale cylindroparaboliques **Source :**Trieb,et al.,2009

D. le domaine de l'énergie solaire

Les miroirs, les récepteurs et les structures de soutien sont des composants clés pour réduire le coût du champ solaire. Pour les structures d'appui, les développeurs sont à la recherche de réduire la quantité de matériel et de main-d'œuvre nécessaire à fournir des informations exactes et conçue pour répondre à la "vitesse du vent de survie". Étant donné que la structure de support et de fondation peut coûter deux fois plus que les miroirs eux-mêmes, des améliorations sont ici très importantes.

Pour les miroirs, les réductions de coûts peut être réalisée en se déplaçant de lourdes argent adossés à des réflecteurs de miroir en verre légers devant la surface des réflecteurs de pointe (par exemple des feuilles souples en aluminium avec un revêtement d'argent et argenté film mince polymère). Les avantages de couches minces des réflecteurs sont potentiellement moins coûteux, ils seront plus léger en poids et d' une plus grande réflexion. Ils peuvent également être utilisés comme partie de la structure de support. Cependant, leur performance à long terme doit être prouvée.

Ce type des miroirs permettra de réduire la structure de soutien et de frais de fondation, alors que certains modèles de miroirs à film mince peuvent eux- même contribuer à la charge structurelle. Pour les réflecteurs cylindroparaboliques, des ouvertures près de 7 m sont en cours d'élaboration et pourrait offrir une réduction des coûts par rapport aux systèmes actuels avec une ouverture de 5-6 m. Les Revêtements des réflecteurs avancés sont en cours de développement pour augmenter la réflectivité à partir des valeurs de courant d'environ 93,5% à 95% ou plus. Les revêtements sont également explorés pour réduire la consommation d'eau et la fréquence de nettoyage nécessaire. Étant donné qu'il existe une one-to-one corrélation entre l'efficacité optique des miroirs et les réflecteurs et le LCOE des centrales CSP, même ces petites améliorations sont importantes. Des travaux de recherche se poursuivent pour améliorer les performances des récepteurs, en réduisant l'émission à long rayonnement d'onde tout en maintenant la haute absorption des rayonnements de courte longueur d'onde (la lumière du soleil). Ceci est important, parce que les récepteurs d'aujourd'hui à tubes sous vide peuvent être conçus pour transmettre la chaleur avec perte nulle. L'utilisation d'un gaz inerte à la place d'un vide peut entraîner pour les récepteurs un faible coût et contribuer également à éliminer l'infiltration d'hydrogène.

Le problème avec les fluides caloporteurs actuels est que l'hydrogène peut pénétrer dans le tube sous vide et le résultat donne beaucoup des pertes de rendement thermique. Pour les tours solaires, les composants les plus coûteux de l'énergie solaire sont les modules de miroirs, les collecteurs et les structures de support. Les grands héliostats utilisés pour réduire le coût du câblage des disques, la fabrication et les contrôles, ont une plus grande part dans les coûts d'implantation des tours. Dans l'ensemble, les grands héliostats semblent avoir un coût avantage, surtout si on les produit en masse. Le cout de revient des héliostats peut être inférieur à 137 USD /m² pour des héliostats de 148m² produits à un débit de 50 000 par an. Cela se compare à l'estimation des coûts d'aujourd'hui à 196 USD /m² par rapport

237USD/m² pour les petits héliostats de 30m² (Kolb, 2010). Le compromis est que les petits héliostats auront une amélioration de la performance optimale, ce qui pourrait réduire l'écart de coût de près de 10USD/m². Pour les miroirs, l'amélioration de l'efficacité optique est critique. Développer des surfaces très réfléchissantes avec une durabilité requise est la première étape, en même temps, le développement des meilleures méthodes passives pour réduire les salissures et les mesures actives de nettoyage permettent de réduire les coûts d'O & M. La réduction des coûts spécifiques des implantations des structures de piédestal et de support peut être obtenue par de plus petites héliostats, parce que les exigences de résistance aux vitesses maximales de vent sont plus faibles, tandis que la stabilité est également améliorée. Toutefois, les coûts restants plus élevés. Les Outils de conception améliorés aideront à optimiser les structures de soutien et réduire les coûts de matériels, mais comme déjà indiqué, il n'est pas encore clair s'il y aura une taille optimale.

a. Les coûts de l'énergie solaire dans les récepteurs des tours

Les réductions des coûts sont possibles, mais l'accent sera mis sur l'amélioration de la performance du récepteur afin de réduire le LCOE des centrales à tour solaire. Une occasion importante est l'augmentation de l'efficacité de génération qui peut être atteint en se déplaçant à un ultra-cycle de Rankine supercritique. Il faudrait pour cela des récepteurs qui pourraient fournir à la sortie des températures de 650 ° C et de soutenir plus des températures interne. L'utilisation de la vapeur directe du récepteur, au lieu d'un fluide de transfert de chaleur pourrait entraîner une réduction LCOE, mais les conceptions sont actuellement fondée sur les chaudières conventionnelles et doivent être adaptés à des Centrales CSP.

Les réductions de coûts globaux pour l'énergie solaire cylindroparaboliques nécessitent des efforts dans tous les domaines, elles pourraient être en l'ordre de 16% à 34% en 2020. une réduction de 50% des coûts dans l'énergie solaire permet une réduction similaire dans le LCOE.

b. Stockage de l'énergie thermique

L'état de l'art aujourd'hui est la solution de stockage d'énergie thermique pour les centrales CSP. Une énergie à deux réservoirs de sels fondus, le sel lui-même est le plus cher dans les comptes de composants (généralement pour environ la moitié du coût de stockage (Kolb, 2011), tandis que les deux réservoirs compte pour environ un quart du coût).

L'amélioration des performances du système d'énergie thermique (sa durabilité et

l'augmentation de la température de stockage à chaud / froid) permettent une réduction des coûts. Pour les tours solaires, augmentant la température chaude du système de stockage de sel fondu devrait être possible (Jusqu'à 650 ° C), mais il faudra une amélioration dans la conception et les matériaux utilisés. Donc il est vraiment nécessaire de développer des fluides caloporteurs qui pourraient soutenir même des températures plus élevées et permettrait de réduire les coûts de stockage et offert une efficacité encore plus élevée, mais il reste à voir si cela peut être réalisé au un coût raisonnable. Si les tours de vapeur directs sont développés, des solutions de stockage actuelles devront être adaptées.

c. Les fluides caloporteurs

Une température de fonctionnement plus élevée permettra une augmentation du rendement électrique des centrales CSP, réduira le coût du système de stockage thermique et atteindra des thermoélectriques efficaces. Actuellement, la plupart des installations commerciales utilisent de l'huile synthétique à la place de fluide de transfert de chaleur. Ceci est coûteux mais la température de fonctionnement maximale est d'environ 390 ° C. l'utilisation de sels fondus que la HTF peut soulever l'exploitation de température jusqu'à 550 ° C et à améliorer les performances de stockage thermique. Dans les tours solaires, le ratio de concentration le plus élevé pourrait permettre une exploitation encore plus élevés des températures. Des températures plus élevées à 600 °C nécessiteraient l'utilisation de gaz à base de refroidissement et des cycles thermodynamiques. Un certain nombre des options de conception (réfrigérants, tels que l'eau, la vapeur, des sels, air, de gaz et de divers cycles thermodynamiques) sont en cours considérée pour exploiter ce potentiel.

Dans Les Centrales CSP, le passage de l'huile synthétique à sel fondu pourraient être de l'ordre de 40% à 45% d'ici 2020 et permettre une augmentation des températures de fonctionnement autour de 390 ° C à 500 ° C, avec les avantages associés à l'efficacité du cycle de vapeur.

Une question importante est la nécessité de refroidissement de cycle thermodynamique de la centrale CSP[58], qui peut soit augmenter le Coût d'investissement où la disponibilité de l'eau est limitée. Actuellement le refroidissement d'une centrale CSP a besoin autour de 2 100 à 3 000 litres / MWh, qui est plus que le besoin d'une centrales à gaz (800 litres / MWh), mais elle est similaire à des centrales au charbon (2000 litres / MWh). Des Stratégies visant à réduire la consommation de l'eau douce comprennent: l'utilisation de la technologie de refroidissement à sec;

l'utilisation de sources d'eau dégradées; la capture de l'eau qui seraient autrement perdus; et l'augmentation des rendements de conversion thermique. Le refroidissement à sec est le moyen le plus efficace pour réduire la consommation d'eau, cependant le refroidissement hybride est une option qui ne permet pas un refroidissement adéquat. Dans les systèmes hybrides des centrales CSP le refroidissement se fait à sec. La voie humide est utilisée lorsque la température ambiante augmente au point où le refroidissement à sec devient insuffisant.

d. La réduction des coûts dans le bloc d'alimentation sera tirée en grande partie par des facteurs extérieurs à l'industrie CSP. Cependant, les réductions des coûts pour l'équilibre de l'usine devraient être possibles, en particulier pour les générateurs de vapeur dans les centrales à tours solaires. Un autre domaine important pour la réduction de LCOE est celui de réduire les pertes parasites qui peuvent être assez élevé de 10% pour réaliser un projet d'une centrale à tour dans l'avenir tandis que pour les cylindroparaboliques, il est actuellement de l'ordre de 13% à 15%. Il ya relativement peu de fournisseurs de technologie CSP aujourd'hui étant donné que l'industrie CSP est à ses balbutiements et que le courant des fournisseurs ont des marges plus élevées que les autres technologies matures et compétitives comme le PV (Ernst & Young et Fraunhofer, 2011). Étant donné que l'industrie se développe, le nombre de la technologie et les fournisseurs devraient augmenter, les coûts devraient baisser à une concurrence accrue. Plus de concurrence est susceptible d'aider à stimuler le développement technologique et l'innovation.

e. Le déploiement potentiel des technologies CSP

La figure III.8 .10 présente la réduction attendue pour les centrales réalisables en 2017 et pour les centrales à tour solaire d'ici 2020. Les différents éléments de coûts sont basés sur les résultats de NREL solaire Model Advisor (SAM) pour une centrale de 100 MW, situé à Queensland ; Cette centrale de référence dispose de six heures de stockage et le refroidissement se fait à sec. Des réductions significatives sont attendues pour le stockage de l'énergie thermique et le système HTF. C'est devrait se traduire dans des auges de fonctionnement à plus de températures. Cela permettra une plus grande différence entre les températures des fluides chauds et froids à la fois pour le HTF support de stockage ce qui permettra de réduire le pompage du HTF et le volume du coût de Système de stockage thermique. Tenant compte des réductions dans d'autres domaines, une réduction globale de 41% dans le coût du capital est projetée.

Pour les tours, les plus fortes réductions sont attendues dans le coût de la filière solaire, qui prévoit une baisse de 40%. La réduction globale du coût de capital prévu pour une centrale à tour solaire est d'environ 28%. Tandis que pour les capteurs cylindroparaboliques d'ici 2020, ils sont estimés à d'être de 17% à 40%. Une Alternative analyse suggère que l'évolution des coûts et la performance est un peu plus complexe, avec la possibilité que les coûts de capital pourrait diminuer de 10% à 20%, en fonction des composants d'ici à 2017. À l'horizon 2020 en supposant une réduction du coût de un cinquième à un tiers, selon les composants, les coûts de capital pourrait être réduit de 24% et le facteur de capacité élevé à 72%. En outre la réduction potentielle de coût peut être obtenue en regardant l'historique "courbe d'expérience» ou «taux d'apprentissage" pour les CSP. Les Courbes d'apprentissage estimés le pourcentage de réduction des coûts pour chaque doublement de la capacité installée. Étant donné le stade précoce de déploiement des technologies CSP et la nature d'arrêt-démarrage de l'industrie à ce jour, le taux d'apprentissage pour les CSP est très incertaine. Les taux d'apprentissage pour le domaine du solaire, HTF, le stockage de l'énergie thermique et l'équilibre de la centrale sera plus élevé que cela, malgré qu'ils ont la partie la plus innovante d'une centrale CSP. Le bloc d'alimentation est basé sur la technologie mûre et une baisse du taux de l'apprentissage que la moyenne est attendue.

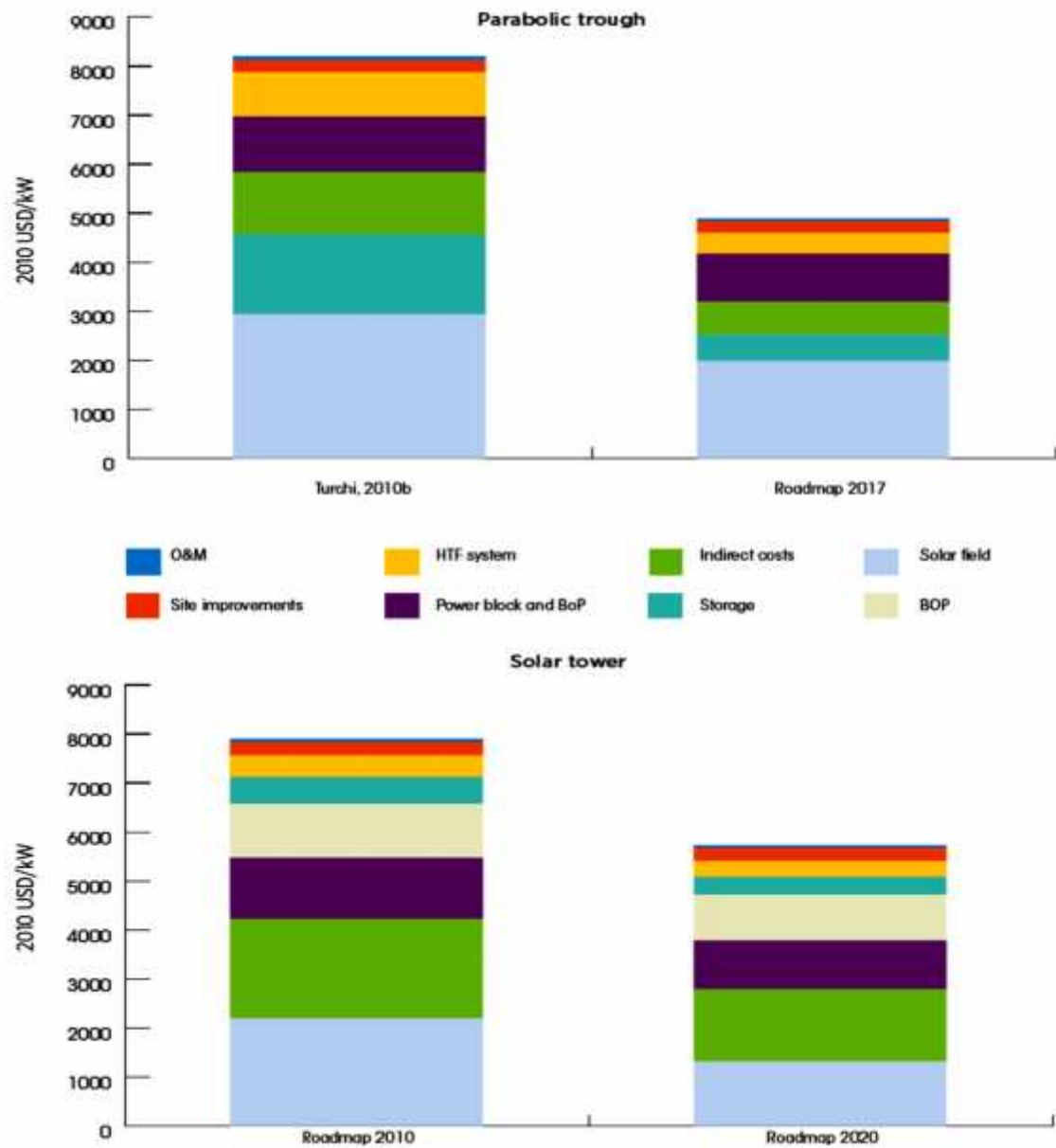


Figure III.8 .10 : prévisions pour des réductions des coûts

Source :Hinkley, 2011

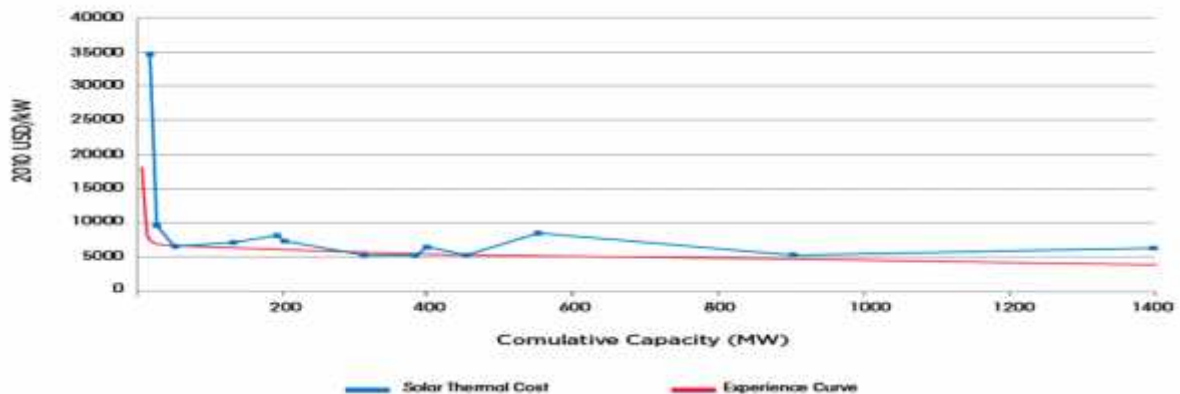


Figure III.8.11 : l'évolution des coûts de CSP

Source : Hayward, 2011

La réduction de Coût d'ici 2020, en supposant un taux d'apprentissage entre 8% et 10%, dépendra au taux de croissance dans le déploiement de CSP. Toutefois, le grand nombre des projets de CSP en cours de construction ou qui seront bientôt construits, ont des réductions de coûts de près de 30% à 40% dans un scénario de déploiement agressif à 2020 (AIE, 2010).

Compte tenu de l'incertitude sur la réduction du coût dans le court terme, des réductions de coûts globaux de 10% sont pris en charge dès 2015. Cela inclut l'impact des performances améliorées dans le stockage thermique (le facteur d'accroissement de capacité).

Il ya une grande possibilité de réduire les coûts d'O & M en traitant les domaines suivants:

- Miroirs brisés;
- Panne du récepteur ;
- Une plus grande automatisation des activités de maintenance / meilleure maintenance préventive ;
- La conception des centrales qui réduisent les coûts d'O & M.

1-Un problème important avec les centrales précédentes a été les miroirs brisées / fêlés ou des miroirs séparées de leurs tampons. La plupart de ces dommages provenant des effets des charges de vent. Cela a conduit à la perte de la réflexion, ce qui représente un cinquième de toutes les pannes dans la production d'énergie (Turchi, 2010b), de sorte que les coûts pour fixer ou réparer les miroirs sont plus élevés que les coûts d'O & M. Réduire le taux de rupture et les pertes de réflexion peut donc aider à réduire les coûts d'une manière significative. Ceci peut être réalisé avec des couches minces pour les réflecteurs des miroirs

laminées et les réflecteurs de renfort vulnérables (par exemple au niveau du bord du champ solaire, où il n'y a pas l'abri du vent).

2-Panne du récepteur dans les centrales de capteurs cylindroparaboliques (imprégnation d'hydrogène et la dégradation de revêtement) est un autre domaine qui peut être ciblé pour la réduction de coût. Les centrales SEGS ont pu réduire la casse à 3,4%, mais il en résulte toujours des coûts élevés en termes de remplacement et perte de production, les récepteurs robustes aiderait à réduire les défaillances, mais il n'est actuellement pas suffisamment de données à identifier les principales causes d'échec pour permettre d'améliorer les conceptions. C'est un domaine où la recherche et la surveillance continue des centrales est justifiée afin d'identifier la clé des mécanismes de défaillance et la meilleure façon de les aborder.

3-Plus d'automatisation des activités de maintenance et de meilleure qualité des diagnostics en temps réel pourrait aider à réduire les coûts d'O & M, et d'améliorer les performances. Par exemple, automatisé le lavage des miroirs pourrait aider à réduire les coûts. L'Amélioration des conceptions des centrales qui visent également à minimiser les coûts d'O & M va émerger des nouvelles générations des centrales CSP. Dans l'ensemble des potentiels de réduction des coûts d'O & M pourrait être dans la gamme de 35% d'ici 2020 pour les centrales à capteurs cylindroparaboliques et 23% pour les tours solaires. Compte tenu de ces chiffres, il est supposé que les coûts d'O & M pourrait être réduit entre 5% et 10% d'ici 2015.

6-Le coût actualisé d'électricité généré de CSP

Les premières centrales qui ont été SEGS d'exploitation en Californie depuis 1984 sont estimés à avoir LCOE comprises entre 0,11 USD à 0.18 USD /kWh. Toutefois, des matières et des coûts actuels d'ingénierie sont nettement plus élevés que ce qu'ils étaient pendant la période de leur construction et ceux-ci ne sont pas nécessairement un bon guide pour le LCOE courant de centrale CSP.

A. les paramètres de déterminations de LCOE courant

Les paramètres les plus importants qui déterminent la LCOE de centrales CSP sont les suivantes:

1-Le coût d'investissement initial, y compris le site de développement, et les coûts des composants du système, assemblage de grille de connexion, et les coûts de financement;

- 2-Facteur de capacité de la centrale et son efficacité;
- 3-Le DNI locale au site du centrale ;
- 4-La O & M (y compris les coûts d'assurance) des coûts; et
- 5-Le coût du capital, durée de vie économique, etc

L'économie de la CSP et d'autres technologies renouvelables sont, à l'exception de la biomasse, sensiblement différentes de celle de technologies de l'énergie du carburant fossile. Les énergies renouvelables ont, en général, un coût d'investissement initial important, les coûts modestes d'O & M et les coûts de carburant très faible ou nuls. En revanche, les technologies renouvelables sont plus sensibles au changement dans le coût du capital et conditions de financement.

les projets des tours solaires sont actuellement considérés comme les plus risqués par les financiers en raison de leur statut de maturité .A long terme, et avec l'expérience dans les tours solaires ,on peut avoir une grande réduction de cette prime de risque et des convergences sont probables de se produire dans les coûts de financement. L'analyse présentée suppose une norme des coûts de 10% du capital.

Il est important de noter que le LCOE de centrales CSP est fortement corrélée avec la DNI. En supposant une base de 2 100 kWh/m²/an (une valeur typique de l'Espagne), le LCOE estimé d'une centrale de CSP devrait diminuer de 4,5% pour chaque 100 kWh/m²/an que la DNI dépasse 2 100 (figure III.8. 12). Une considération importante dans la conception de la centrale CSP est la quantité de stockage d'énergie thermique et la taille du multiple solaire. Diverses combinaisons de ces deux paramètres donnent des résultats différents de LCOE (Figure III.8.13). Le stockage thermique permet au centrale CSP d'atteindre une plus grande capacité de répartition de la production quand le soleil ne brille pas. Cependant, pour une usine de 100 MW donnée, l'intervalle minimal de LCOE peut être obtenu en faisant varier le stockage de l'énergie thermique et les valeurs de multiple solaire (Figure III.8.13). Cette analyse indique que le minimum LCOE est réalisé avec un multiple solaire de 3 à 12 heures de stockage d'énergie.

Toutefois, il ya relativement peu de différence entre une centrale avec un multiple solaire de 1,5 et pas de stockage d'énergie thermique, et une centrale d'un multiple solaire de 2 et 6 heures de stockage d'énergie, et une centrale avec un multiple solaire de 3 et 12 heures d'énergie stockage. Toutefois, un facteur important à considérer que cela suppose tout l'électricité générée à la même valeur. Si ce n'est pas le cas, alors les centrales avec des niveaux de stockage plus élevés sont susceptibles d'offrir plus de souplesse pour capturer cette valeur accrue. Cette

image va évoluer au fil du temps que les coûts de stockage de l'énergie thermique diminuent. Les coûts de stockage réduits, en particulier pour les projets de centrale solaire à tour, se traduira par la baisse du LCOE pour les centrales avec stockage.

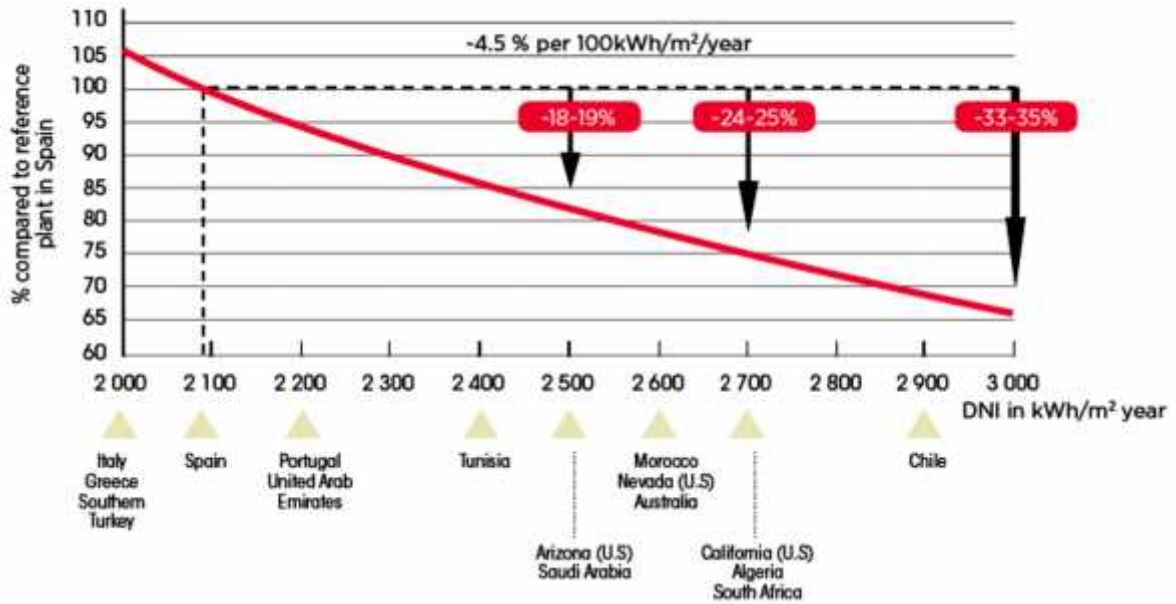


Figure III.8.12 : LCOE des centrales CSP en fonction de DNI Source : A.T.Kearneyet ESTELA,2010

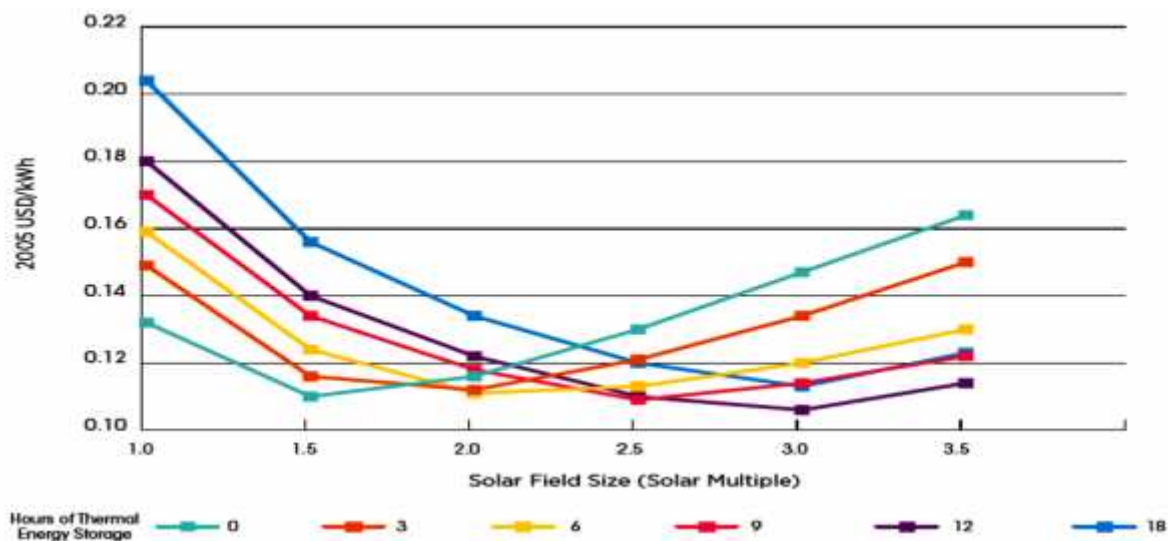


Figure III.8.13 : LCOE d’une centrale cylindroparaboliques de 100MW en fonction de champ solaire et le stockage thermique Source :Anders,2005

B. Le coût actualisé d’électricité générée de CSP

Le LCOE de courant de centrales CSP varie considérablement selon le projet et la ressource solaire ce qui le montre le tableau III.8.4

Tableau III.8 .4 : Estimation de LCOE pour les centrales cylindroparaboliques et les tours solaires entre 2011 et 2020.

2011			2020		
Type et source de CSP	Estimation basse	Estimation à la hausse	Estimation basse	Estimation à la hausse	Notes
2010 USD/KWh					
Cylindroparaboliques					
IEA 2010	0.20	0.295	0.10	0.14	grande centrale de taux d'escompte 10%
Fichtner 2010	0.22	0.24			Centrale proposée en Afrique du sud avec un taux d’actualisation de 8%, centrale de 100 MW avec stockage
	0.33	0.36			LCOE pour l’inde, valeur inférieure est de bien-refroidi, et à plus forte valeur pour refroidissement a sec
	0.22	0.23			LCOE pour Maroc, valeur inférieure est de bien-refroidi, et à plus forte

					valeur pour refroidissement sec
Base de kutscher, et al ,2011	0.22		0.10	0.11	données pour les États-Unis, ajustés pour exclure l'impact des crédits d'impôt
Hinkley, et al 2011	0.21		0.13		données pour les installations de 100 MW dans le Queensland, en Australie, le taux de discounte 7%
Tour solaire					
Fichtner ,2010	0.185	0.202			Centrale proposée en Afrique du sud avec un taux d'actualisation de 8%, centrale de 100 MW avec stockage
	0.27	0.28			LCOE pour l'inde, valeur inférieure est de bien-refroidi, et à plus forte valeur pour refroidissement a sec
	0.22	0.23			LCOE pour Maroc, valeur inférieure est de bien-refroidi, et à plus forte valeur pour refroidissement sec
Kalb,et al ,2010	0.16	0.17	0.08	0.09	données pour les États-Unis, ajustés pour exclure l'impact des crédits d'impôt
Hinkley, et al , 2011	0.21		0.16		données pour les installations de 100 MW dans le Queensland, en Australie, le taux de discounte 7%
Cylindroparaboliques et les Tours solaires					
A .T. Kearney ,2010	0.23	0.32	0.13	0.16	

Source : IRENA Analysis 2012

Le tableau III.8. 4 présentes la gamme des estimations pour CSP à partir de sources différentes. Les systèmes cylindroparaboliques sont estimés à avoir un LCOE entre 0,20USD/kWh et0, 33 USD /kWh à l'heure actuelle, en fonction de leur emplacement, si elles comprennent le stockage d'énergie et les détails du projet. Ces fourchettes sont globalement d'accord avec les données limitées qui sont disponibles pour les projets de CSP qui ont été

commandées, ou la volonté mis en ligne dans un avenir proche (Figure III.8.14). Toutefois, les résultats doivent être interprétés avec prudence, étant donné qu'il y a relativement peu de projets, et que l'ensemble des données sur les coûts réels des projets récents se trouvent dans le domaine public.

Les systèmes solaires à tour sont estimés à avoir un LCOE entre 0,16 USD et USD 0,27/kWh à l'heure actuelle, en fonction de leur emplacement, la taille de stockage de l'énergie thermique et les détails du projet. Un aspect important de l'ajout de stockage à une centrale de CSP dans le contexte de la rentabilité du projet est d'anticiper une valeur accrue de l'énergie produite. Cette dernière dépendra du système d'électricités existants, la consommation, les modèles et la structure du marché de l'électricité. Lorsque la demande de pointe et les prix reçus coïncident avec la production d'une centrale CSP, peu ou pas de stockage peut être justifiée. En revanche, lorsque les pics se produisent au début de soirée, le stockage permet à la centrale CSP à être expédiés pour satisfaire cette demande. En Espagne, un certain nombre unités CSP de 50 MW sont prévues, basée sur une estimation LCOE d'environ 0,30 USD à 0,35 USD /kWh. D'autres technologies, telles que les tours solaires et les systèmes de plat Stirling, sont actuellement prévues pour les petites centrales allant jusqu'à 15 MW. Pour ces petits systèmes, le LCOE est nettement plus élevé.

Le coût de production d'électricité par des systèmes de capteurs cylindroparaboliques est actuellement de l'ordre de 0,23 USD à 0,26 USD /kWh (€0,18 à €0,20/kWh) pour l'Europe du Sud, où le DNI est de 2 000 kWh/m²/an (CSP Aujourd'hui, 2008). Le LCOE des centrales cylindroparaboliques et des centrales à tour solaire est dominé par le coût d'investissement initial (Figure III.8.15). L'analyse des options CSP pour l'Afrique du Sud suggère 84% de la LCOE de (réflecteurs cylindroparaboliques et des tours solaires) seront comptabilisés par le capital initial d'investissement.

Les opérations fixes et les coûts de maintenance comptent pour 10% à 11% des coûts LCOE et les frais de personnel de 4% à 5% du coût total de LCOE. Cependant, Avec les politiques de déploiement agressifs de CSP, il y'aura des réductions significatives de coûts LCOE d'ici 2020. Des réductions supplémentaires dans le LCOE de centrales CSP viendra de l'impact d'un plus grand investissement en R & D, d'une plus grande expérience opérationnelle et l'intensification des centrales CSP. Le LCOE des systèmes de capteurs cylindroparaboliques pourrait diminuer entre 38% et 50% d'ici à 2020 (Tableau III.8.4) à cause de l'amélioration des performances et les réductions de coûts du capital

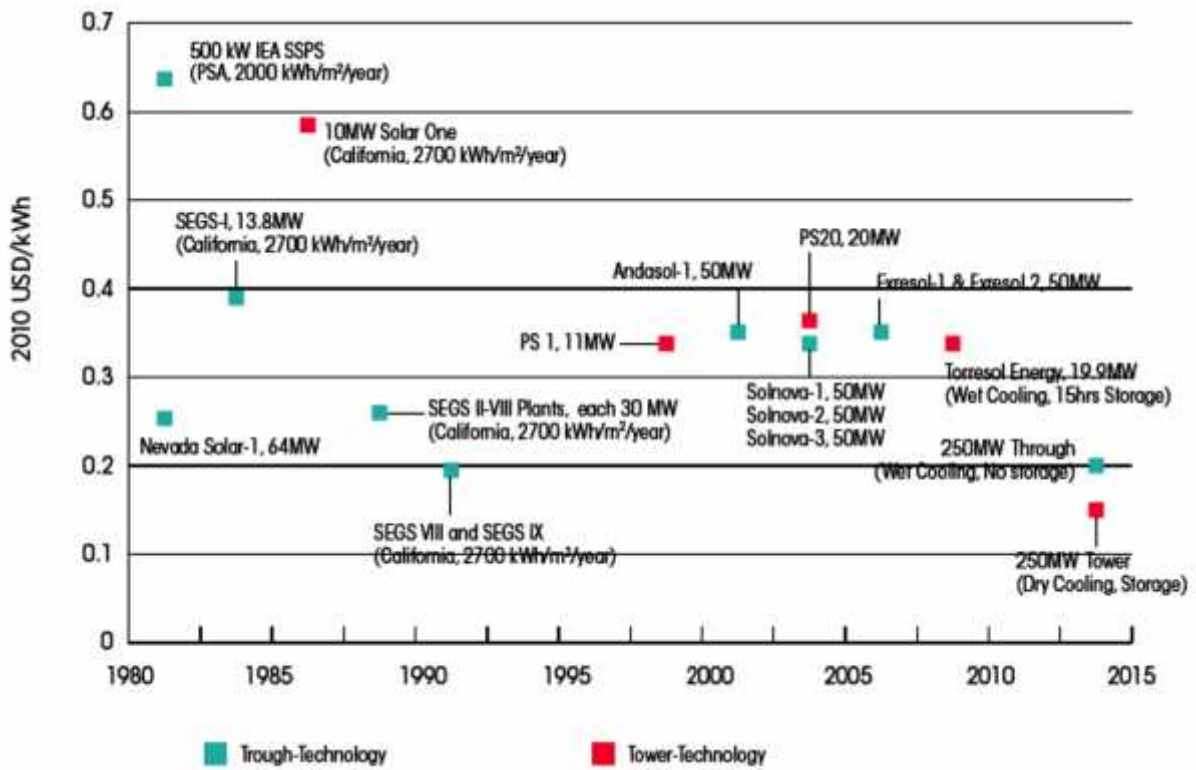


Figure III.8.14 : les estimations de LCOE pour les centrales CSP Source : IRENA analysis

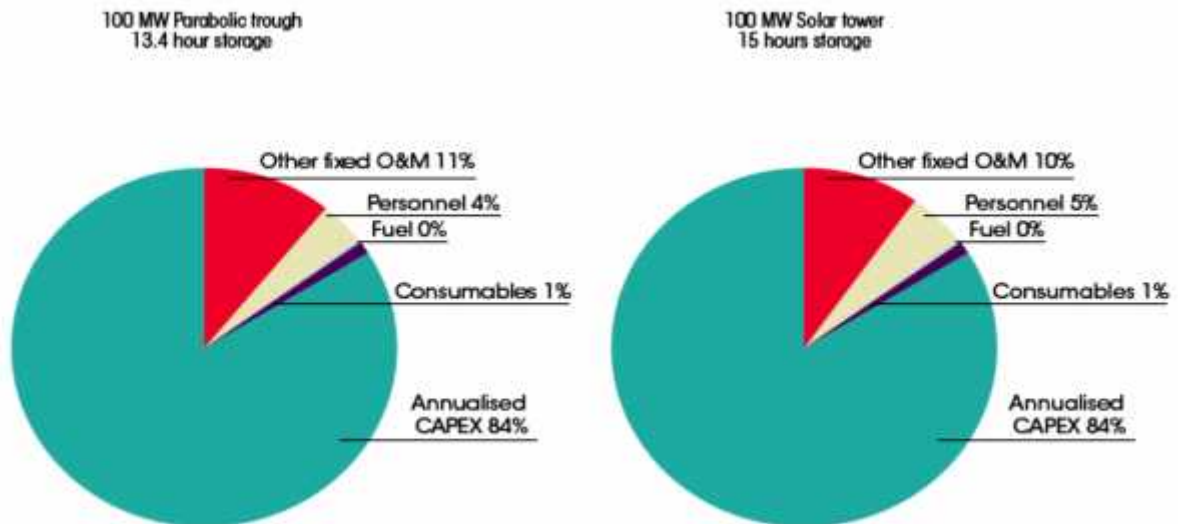


Figure III.8.15 : les réductions des LCOE Pour les centrales cylindroparabolique et tour solaire en Afrique du sud Source : Fichtner,2010

Le LCOE de projets de tours solaires pourrait diminuer de 30% à 50% d'ici 2020. Les économies d'échelle dans la fabrication et le développement du projet sont attendues pour offrir le plus grand potentiel de réduction des coûts, suivi par les réductions de coûts du capital et les améliorations de performances.

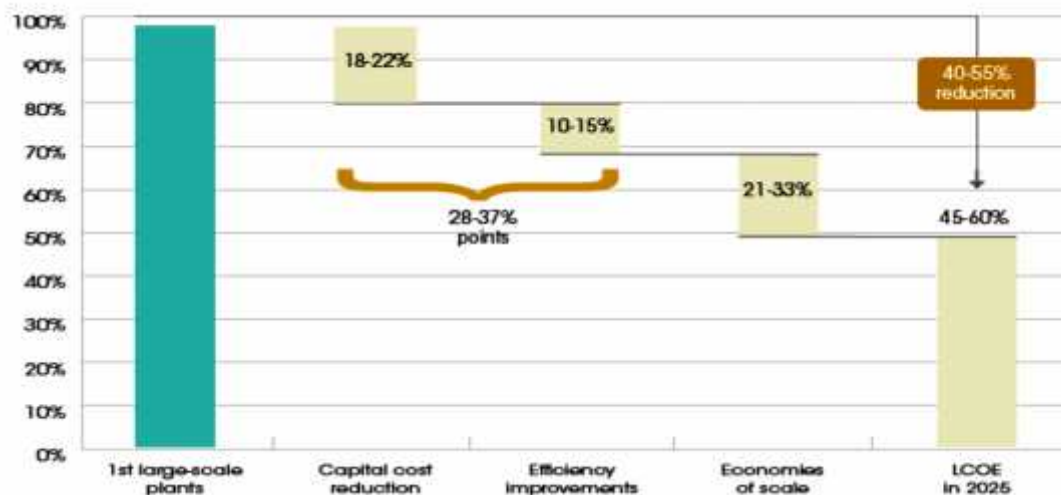


Figure III.8.16 : la réduction de LCOE pour les centrales CSP en 2025 **Source :** A.T.Kearney et ESTELA, 2010

C. Le LCOE des centrales CSP entre 2011 et 2015

Le coût estimatif de la centrale CSP varie considérablement, en fonction du facteur de capacité, qui dépend à son tour de la qualité de la ressource solaire, les niveaux de stockage de l'énergie thermique et les caractéristiques techniques de la centrale. Pour les centrales cylindroparaboliques sans stockage d'énergie thermique, les coûts pourraient être aussi faibles que 4 600 USD /kW, mais le facteur de capacité est susceptible d'être juste 0,2 à 0,25 (Tableau III.8.5). Le coût total d'une centrale à capteurs cylindroparaboliques avec six heures de stockage d'énergie est estimé dans la gamme 7 100 USD à 9 800 USD /kW. Ces centrales présentent des facteurs de capacité beaucoup plus élevés dans la plage de 40% à 53%.

Les projets de tours solaires avec stockage de l'énergie thermique de 6 à 7,5 heures sont estimés à coûter 6 300 USD à 7 500 USD /kW avec des facteurs de capacité entre 40% et 45%. Les tours avec neuf heures de stockage d'énergie ont un coût compris entre 7 400 USD à 7 700 USD /kW et présentent des facteurs de capacité entre 45% et 55%. L'augmentation de

stockage d'énergie entre 12 et 15 heures augmente les coûts spécifiques à 9 000 USD à 10500 USD /kW et pourrait augmenter le facteur de capacité entre 65% et 80%.

Tableau III.8.5 : le coût total des centrales cylindroparaboliques et tours solaires installées, 2011 et 2015

TABLE 6.2: TOTAL INSTALLED COST FOR PARABOLIC TROUGH AND SOLAR TOWERS, 2011 AND 2015

	2011		2015	
	2010 USD/kW	Capacity factor (%)	2010 USD/kW	Capacity factor (%)
Parabolic trough				
No storage	4 600	20 to 25	3 900 to 4 100	20 to 25
6 hours storage	7 100 to 9 800	40 to 53	6 300 to 8 300	40 to 53
Solar tower				
6 to 7.5 hours storage	6 300 to 7 500	40 to 45	5 700 to 6 400	40 to 53
12 to 15 hours storage	9 000 to 10 500	65 to 80	8 100 to 9 000	65 to 80

Source : IRENA Analysis 2012

Le LCOE pour les centrales à capteurs cylindroparaboliques est présentée dans la Figure III.8. 17. Hypothèses haute et basse pour les coûts de capitale et les facteurs de capacité sont tirés du tableau III.8.4. L'analyse suppose 0,5% par an pour l'assurance, de 0,4% dégradation de la performance sur le terrain solaire par an augmente le coût O & M avec un taux de 1% par an. Le LCOE des centrales cylindroparaboliques sans stockage de l'énergie thermique est estimé entre 0,30 USD et 0.37 USD /kWh et pourrait varier de 0,26 USD à 0.34 USD /kWh d'ici 2015. Les centrales cylindroparaboliques avec six heures de stockage d'énergie thermique ont un effet estimé LCOE entre 0,21 USD à 0.37 USD /kWh, selon les coûts en capital et le facteur de capacité obtenue. En 2015, le LCOE pour ces centrales pourrait tomber à 0,18 USD et 0.31 USD /kWh.

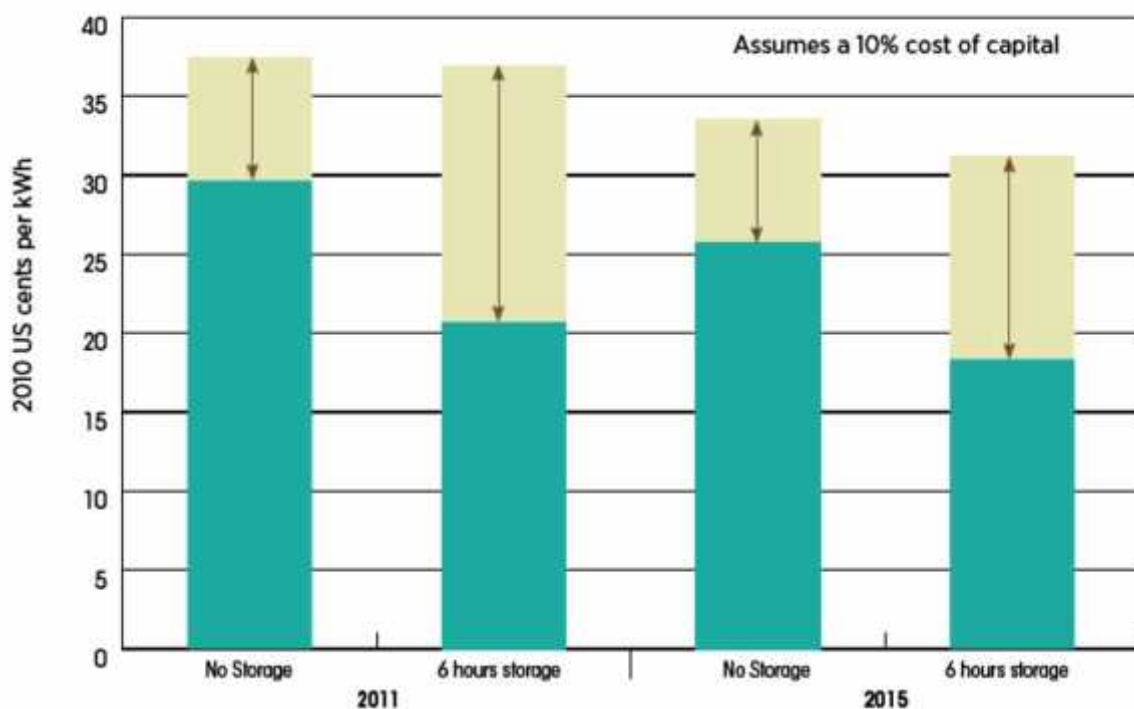


Figure III.8.17 : LCOE dans une centrale cylindroparabolique entre 2011 et 2015 Source :IRENA Analysis 2012

Le LCOE de tour solaire avec 6 à 7,5 heures de stockage en 2011 est estimée à un montant compris entre 0,22 et 0.29 USD /kWh (Figure III.8. 18). Pour un tour solaire de 12 à 15 heures de stockage, le LCOE est estimé 0,17 USD et 0.24 USD /kWh. En 2015, la réduction des coûts de capital, l'amélioration de la performance et la baisse des Les coûts d'O & M pourrait réduire le LCOE des centrales avec 6 à 7,5 heures de stockage à un montant compris entre 0,17 et USD 0.24/kWh. Pour les centrales de 12 à 15 heures de stockage, le LCOE est estimé 0,15 USD et 0.21 USD /kWh d'ici 2015. Les Tours solaires, par conséquent, ont le potentiel de réduire leurs coûts au point au cours de laquelle ils peuvent rivaliser avec des technologies traditionnelles pour fournir la charge intermédiaire et les hautes charges de l'après-midi en raison de la climatisation dans les zones chaudes ou arides.

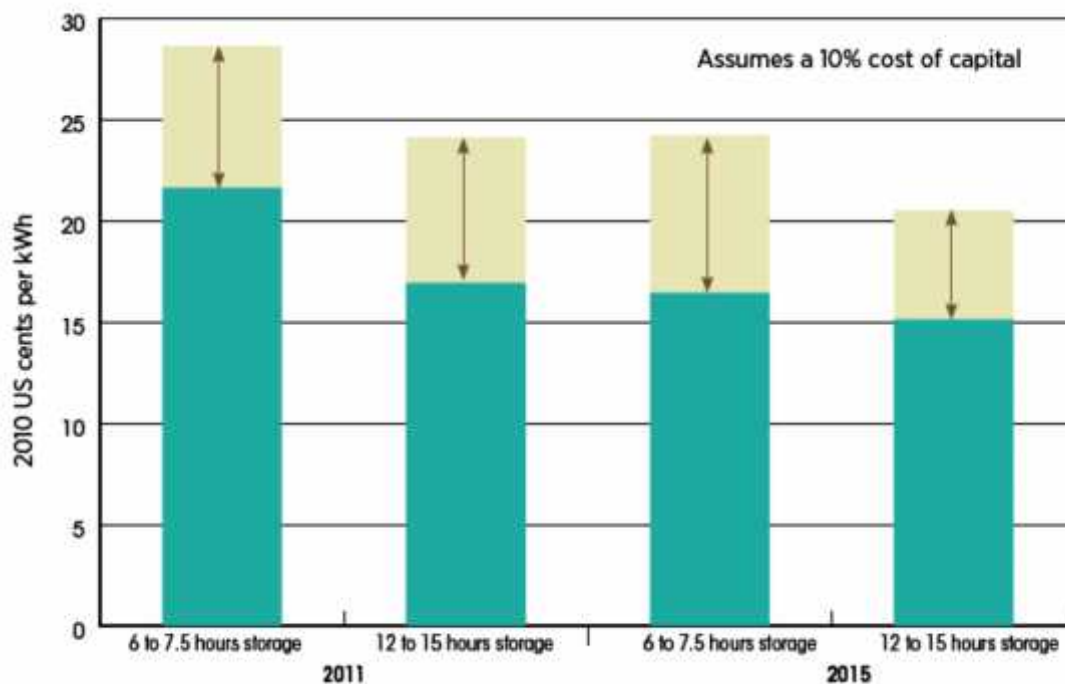


Figure III.8.18 : le LCOE du tour solaire entre 2011 et 2015 **Source** : IRENA Analysis 2012

D. La sensibilité de LCOE au taux d'actualisation

Dans cette analyse de sensibilité, on suppose que le coût moyen du capital pour un projet est de 10%. Cependant, le coût de la dette et le rendement requis des capitaux propres, ainsi que le ratio de la dette-capitaux propres varient selon les projets individuels et les pays. Aux États-Unis, le rendement requis des capitaux propres pour les Projets de CSP pour lesquels des données étaient disponibles entre le quatrième trimestre de 2009 et le quatrième trimestre de 2010, variait d'un minimum de 7% à un maximum de 15% alors que le coût moyen de la dette trimestrielle variait d'un minimum de 4,4% à un maximum de 11%. Rendre les hypothèses que le ratio de la dette-capitaux propres se situe entre 50% et 80% et que le projet matche échéances de la dette résultats de longueur des taux d'actualisation du projet entre 5,5%, et 12,8%. Dans le tableau III.8.6 de l'analyse de sensibilité, nous supposons 70 USD /kW/an pour O & M, l'assurance de 0,5% et une vie économique de 25ans.

Tableau III.8 .6 : LCOE du CSP cylindroparaboliques et Tour solaire sous l'hypothèse de différents taux d'actualisation

Une centrale cylindroparaboliques (6heures de stockage, 8000 USD /KW)			Centrale de tour solaire (12-15heurs de stockage, USD 10000/KW)	
Facteur de capacité	40%	53%	65%	80%
2010USD/KWh				
10% taux d'escompte	0.31	0.23	0.23	0.19
5.5% taux d'escompte	0.22	0.16	0.16	0.13
12.8% taux d'escompte	0.37	0.28	0.28	0.23
14.5% taux d'escompte	0.40	0.30	0.31	0.25

Source : IRENA Analysis 2012

Le tableau III.8.6 présente l'impact de la variation du taux d'actualisation entre 5,5% et 14,5% pour les projets CSP. Le LCOE d'une centrale de capteurs cylindroparaboliques avec 6 heures de stockage est d'environ 30% plus faible lorsque le taux d'actualisation est de 5,5% au lieu de 10%. L'augmentation du taux d'actualisation de 10% à 12,8%, augmente le LCOE de la centrale de capteurs cylindroparaboliques d'environ un cinquième, selon le facteur de capacité. L'augmentation de la décote taux à 14,5% augmente le LCOE de près de 30%. Pour des tours solaires avec 12 à 15 heures de stockage, la baisse du taux d'escompte de 10% à 5,5% réduit le LCOE entre 30% et 32%. Accroître le taux d'actualisation 12,8% augmente le LCOE de 21% à 22%, tout en augmentant le taux d'actualisation de 14,5% le LCOE augmente de 32% et 35%.

Conclusion

Le marché du solaire thermique à concentration (CSP) a atteint 1 GW en 2012 [19]. Cette croissance devrait continuer pour les années suivantes, compte tenu du grand nombre de projets supérieurs à 100 MW qui sont de plus en plus intégrés dans les mix énergétiques des pays. Comparant l'économie et les performances des deux technologies – miroir parabolique, tour solaire– avec l'application de chaque technologie pour une centrale hypothétique de 100 MW, et selon les résultats de l'étude de coût de production actualisé de l'électricité (LCOE

pour levelized cost of electricity), les coûts d'investissement et le taux de rentabilité interne (TRI).

Le coût élevé des champs de miroirs fait de la technologie parabolique la plus chère, alors qu'en raison de la baisse continue des coûts, la parabole conventionnelle et la tour solaire offrent les meilleures performances. Une centrale cylindroparabolique a le rendement de pointe le plus élevé mais arrive la deuxième en termes de rendement moyen et de facteur de capacité derrière la tour solaire, qui a l'avantage de la grande efficacité du cycle des turbines et au système de suivi à deux dimensions. « Après un démarrage un peu chaotique, les projets thermiques ont commencé à avoir un impact significatif sur le mix énergétique en Espagne et dans le sud-ouest des Etats-Unis. Bien que les technologies paraboliques aient été dominantes jusqu'à présent, les tours solaires gagnent du terrain au fur et à mesure que la technologie est éprouvée, parce que leur intégration avec des technologies de stockage thermique résout la contrainte fondamentale de l'intermittence posée avec acuité jusqu'à ce jour », selon Ted Sullivan, analyste senior chez Lux Energie, qui estime que les distributeurs et les promoteurs auront besoin d'une vision plus claire des facteurs économiques et des facteurs de performance pour adopter une conduite par rapport aux quatre principales technologies concurrentes du CSP.

Chapitre 9: Impacts socio-économiques et écologiques du Déploiement Elargi du CSP et des Technologies des énergies renouvelables.

Introduction

Ce chapitre présente des avantages socio-économiques et environnementaux suivant le déploiement des Technologies des stations Solaires Concentrées (CSP), pour la production d'électricité renouvelable : tels que la sécurité énergétique ; la création d'emploi et le problème des changements climatique

1. Sécurité énergétique

Le bilan énergétique dépendait à travers l'histoire essentiellement du pétrole et du gaz naturel et rien ne montre que cette situation va vite changer. Selon les données actuelles, cette dépendance devrait continuer jusqu'en 2030 et après (OME, 2008). Une telle dépendance implique des coûts élevés pour l'économie et une grande vulnérabilité aux chocs en termes de prix et de disponibilité. Les pays ont des réserves variables d'hydrocarbures. Près de la moitié n'ont pas de ressources nationales et dépendent presque totalement de l'énergie importée. Quelques uns possèdent de grandes ressources et seront de grands exportateurs pendant encore plusieurs années. Le tableau III.9.1 montre que l'Algérie et la Libye se trouvent dans une situation confortable alors que dans les autres pays les réserves sont en train de baisser et la production locale risque de ne pas suffire à satisfaire la demande nationale croissante; l'Egypte, la Syrie et la Tunisie sont des exemples de pays dans une telle situation

Tableau III.9.1 : Paramètres clés pour les réserves et la production d'hydrocarbures

	Pétrole			Gaz		
	Production 2008 (Mt)	% de consommation	Réserves / Production	Production 2008 (Milliards de m3)	% de consommation	Réserves / Production
Algérie	85.6	746%	17	86.5	326%	52
Egypte	34.6	90%	16	58.9	149%	37
Libye	86.2	674%	65	15.9	100%	97
Syrie	19.8	156%	17	5.5	100%	52
Tunisie	4.2	97%	19			

Source : BP et AIE

La région possède un potentiel énorme en énergie renouvelable. Le potentiel d'énergie solaire est, en principe, immense mais les coûts sont élevés. On dit que dans le Sahara, il "pleut" l'équivalent d'un baril de pétrole par m² /an sous forme d'énergie solaire. Le centre allemand DLR estime qu'en utilisant moins de 0,3% de toute la surface du désert de la région Moyen-Orient et Afrique du Nord, il serait possible de produire suffisamment d'électricité et d'eau de mer dessalée pour satisfaire les demandes croissantes de cette région en plus de 100 GW à exporter vers l'Europe d'ici 2050 (Desertec, 2008).

Les réserves mondiales prouvées de pétrole, qui n'augmentent pas actuellement n'assurent plus au monde qu'environ 30 années de consommation avec le taux actuel de récupération des huiles dans les puits. Mais elles sont très largement réparties sur terre ; [52]

Inversement, les réserves mondiales de gaz naturel prouvées se sont accrues de 25% sur cette période considérée. Elles sont proches de 200 000 milliards de m³ et assurent au moins 70 ans de consommation, sans compter les gaz de schiste. Mais elles sont très inégalement réparties.

A la lumière de ces faits, il est clair qu'accompagner la régression des sources d'énergies:

- rares, comme le pétrole;
- ayant des effets néfastes sur le climat en l'état actuel des technologies et du parc installé, comme le charbon;
- ou décréées comme risquées, comme le nucléaire

Ne pourra être réalisée à un horizon prévisible (2050) les stratégies énergétiques des pays sans un accroissement important du pourcentage des énergies renouvelables dans leurs bilans énergétiques [52]

La sécurité énergétique en Algérie a un lien très important avec le développement d'un marché régional. En effet, l'espace nord africain ne constitue pas encore un marché homogène car la production et la circulation des marchandises énergétiques, la mise en place des infrastructures énergétiques (centrales électriques, lignes de transport) et la fabrication de biens d'équipement (panneaux PV, LBC, composantes éoliennes) n'obéissent pas à des critères de rentabilité économique au niveau régional. Les flux électriques en Afrique du Nord (Algérie, Egypte, Libye, Maroc, Tunisie) sont des flux physiques peu importants par rapport aux capacités installées et à la production des ces pays. Les échanges d'électricité les plus importants sont réalisés entre le Maroc et l'Espagne. L'interconnexion électrique des réseaux

des cinq pays permet aux différents opérateurs de réaliser des économies d'énergie, mais ces économies restent limitées par l'absence d'un marché régional. Cela suppose des mécanismes, au niveau régional, de régulation technique (mise en place d'un opérateur système) et économiques (opérateur de marché).[8]

Le développement de filières renouvelables (CSP et éolien notamment) ne participent pas à une logique de développement intégré régional. Or les objectifs, les choix technologiques et les partenaires institutionnels et privés sont souvent les mêmes. Le développement des CSP requiert un personnel hautement qualifié qui fait actuellement défaut et des industries spécialisées dans les industries du verre de qualité solaire, de l'électronique et de l'électromécanique. En effet, à la différence des énergies fossiles, la sécurité énergétique [53] ne réside pas dans le contrôle de la matière première, mais dans le développement d'une expertise régionale et d'un tissu industriel en mesure de répondre à une grande partie de la demande d'équipements et de personnel spécialisé pour le développement des filières d'énergie renouvelable.

Il est nécessaire pour l'établissement d'un marché régional de développer :

- Une vision commune et intégrée des énergies renouvelables ;
- Des politiques et des cadres juridiques harmonisés ;
- Renforcer les interconnexions. Surtout les ligne de haute tension HVDC[8]

2. Création d'emplois et d'opportunités d'affaire [54]

Les industries ENR ont un potentiel important de création d'emplois, pour les fabricants, les installateurs, les techniciens, les constructeurs et ingénieurs. L'industrie emploie actuellement 1.5 million de personnes et il en est attendu 3 millions de plus en 2020 selon les dernières études selon la Source Right Vision News, le 01/02/2011

A .Une transformation des marchés régionaux à l'impact planétaire

Les facteurs interdépendants ci-après pourraient contribuer à concrétiser les perspectives de transformation du marché de l'énergie qu'offre la fabrication à l'échelle locale de composants¹ CSP dans les pays de la région MENA (Moyen Orient et l'Afrique du Nord) :

- 1• Le secteur de la CSP dans la région MENA devrait tirer profit de l'accroissement massif des financements concessionnels prévus au titre de la Convention-cadre des Nations Unies sur les changements climatiques (CCNUCC), et confirmés lors des conférences de

¹ Évaluation du potentiel de production locale aux fins de projets d'énergie solaire concentrée (CSP) dans la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA) , Banque mondiale ,ESMAP(energy sector management assistance programme).

Copenhague et de Cancun. Les fonds FTP alloués à la région MENA conformément au Plan d'investissement MENA-CSP pourraient servir de capitaux d'amorçage pour le financement d'un programme de développement de la CSP plus ambitieux. Le secteur de la CSP pourrait aussi tirer avantage, dans la région MENA comme dans d'autres, des accords conclus à Cancun en 2010, qui ont ouvert la voie à la mise en place d'un cadre de financement beaucoup plus large. Ces financements proviendront « de diverses sources, publiques et privées, bilatérales et multilatérales, y compris d'autres sources de financement », parmi lesquelles la vente aux enchères de crédits d'émissions et le prélèvement de taxes sur le transport aérien et maritime international.

2. C'est dans ce cadre que s'inscrit le Plan solaire méditerranéen un des projets phares de l'Union pour la Méditerranée –, qui a contribué à enclencher la dynamique politique à l'origine d'initiatives telles que Desertec au niveau bilatéral. Avec le développement de la CSP dans la région MENA, le commerce de l'énergie solaire pourrait devenir un des piliers de l'intégration économique entre la région MENA et l'Union européenne, et offre par conséquent aux pays de la région MENA les moyens d'accroître leurs recettes d'exportation. Les projets de CSP mis en œuvre dans la région pourraient de surcroît contribuer fortement à la réduction des émissions de gaz à effet de serre et à la sécurité énergétique de l'UE. La Directive européenne d'avril 2009 sur les énergies renouvelables, qui prévoit notamment le recours à l'importation pour atteindre les objectifs contraignants que se sont fixés les États membres de l'UE en matière d'énergies renouvelables, est un premier pas dans cette voie, à l'instar de l'initiative industrielle Desertec et de l'initiative Transgreen/Medgrid.

3. Les pays producteurs de pétrole de la région MENA commencent à investir dans la CSP pour réserver le pétrole et le gaz à l'exportation, à des utilisations à plus forte valeur ajoutée et, à plus long terme, à l'exportation de CSP.

Les effets conjugués de ces différents facteurs devraient être particulièrement favorables à la région MENA, qui pourrait ainsi devenir un site privilégié de production de CSP. Ils pourraient aussi stimuler la demande de puissance installée, contribuant ainsi au développement de la fabrication locale d'équipements CSP.

B. Les scénarios

Les Trois scénarios proposés sont schématisés dans la figure III.9.1

Partant de l'hypothèse que le volume de puissance CSP installée dans la région MENA est le principal facteur de nature à favoriser l'émergence d'un secteur manufacturier local. Les possibilités de fabrication locale des éléments de la chaîne de valeur CSP varient en fonction

de scénarios qui correspondent à différents niveaux de développement des marchés. Le potentiel de développement du marché dans les cinq pays MENA-FTP examinés en détail dans le cadre de l'étude est présenté sous la forme de trois scénarios distincts (voir figure 2). S'agissant de la région MENA dans son ensemble, on peut partir de l'hypothèse que le volume du marché pourrait être deux fois supérieur à celui des seuls pays MENA FTP.

- **Scénario A – Stagnation** : le volume du marché intérieur dans les cinq pays MENA-FTP est de 0,5 gigawatt seulement. Dans les pays de la région MENA, des obstacles persistants entravent fortement le développement d'un secteur équipementier local, et la plupart des composants, en particulier ceux dont la production exige des investissements importants, sont importés de marchés plus développés. Dans ce scénario, le Plan d'investissement MENA-CSP ne peut être que partiellement mis en œuvre.

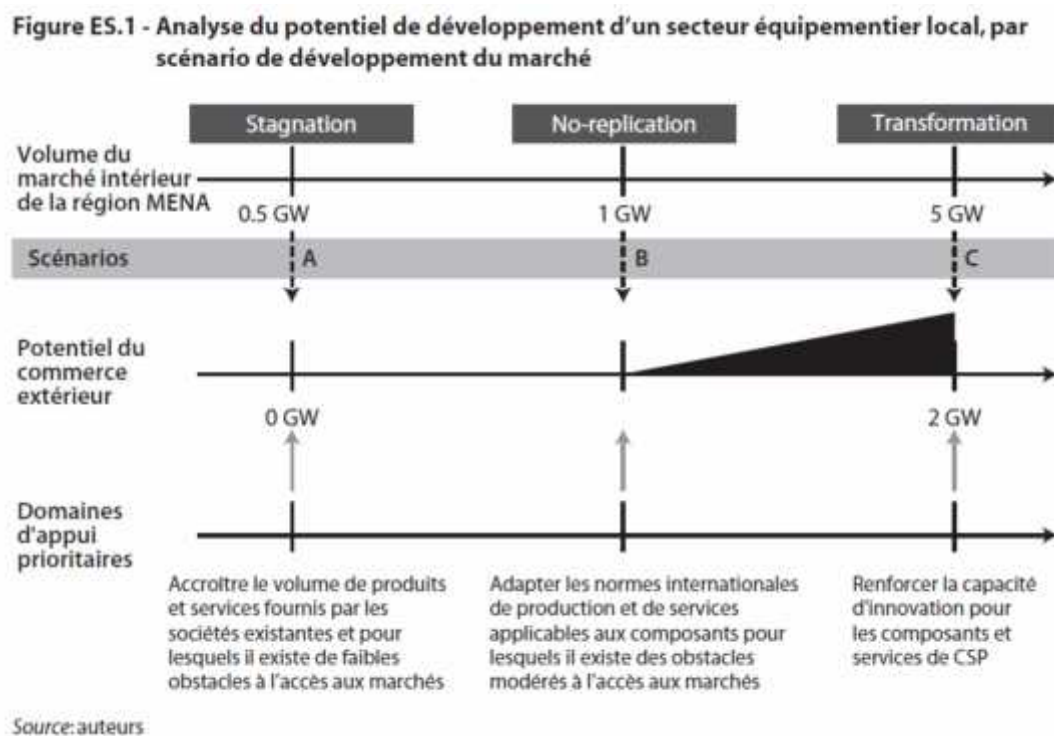


Figure III.9.1 : analyse du potentiel de développement d'un secteur équipementier local, par scénario de développement du marché

- **Scénario B – Effet d'entraînement nul** le volume du marché intérieur dans les cinq pays MENA-FTP est d'1 gigawatt en 2020, ce qui correspond très exactement à l'objectif visé dans le Plan d'investissement, sans qu'il y ait pour autant d'effet

d'entraînement. Dans ce scénario, le marché offre certaines possibilités en matière de fabrication locale de composants CSP et de fourniture de services de CSP.

- **Scenario C – Transformation** : Dans ce scénario, le Plan d'investissement MENA-CSP est mis en œuvre dans son intégralité et avec succès, et un solide secteur équipementier se développe à l'échelle locale. Dans les pays MENA FTP, la production d'énergie CSP atteint 5 gigawatts à l'horizon 2020, et les composants exportés représentent 2 gigawatts. Un tel scénario ne pourra se concrétiser que si des conditions favorables sont réunies. Il se peut que le niveau de puissance installée atteint au final se situe en fait à mi-chemin entre le scénario « effet d'entraînement nul » et le scénario « transformation ». L'approche retenue a consisté à estimer une fourchette, et non à définir le nombre précis de gigawatts qui seront effectivement produits à l'horizon 2020, sur les 5+2 gigawatts prévus dans ce scénario.

À partir de ces différents scénarios, nous répondons aux quatre questions suivantes :

1. Quels sont les éléments de la chaîne de valeur des technologies CSP susceptibles d'être fabriqués localement, et comment les sociétés internationales intervenant le long de la chaîne de valeur perçoivent-elles ces nouveaux débouchés ?

Les principaux fabricants d'équipements de CSP interviennent déjà dans le cadre de trois projets de CSP réalisés dans la région (Maroc, Algérie et Égypte). Compte tenu de leurs stratégies et de leurs intérêts, toute porte à croire qu'ils chercheront aussi à s'implanter sur les futurs marchés de la CSP dans la région MENA. Toutes les sociétés portent un intérêt considérable, proportionnellement à la taille des marchés des différents pays de la région MENA, au renforcement des capacités de fabrication dans la région. Les principaux composants et services et les composants secondaires susceptibles d'être fabriqués ou fournis localement si les conditions favorables sont réunies et indiqués à la figure III.9.2 ci-après.

Les travaux de construction et de génie civil, la plupart des composants CSP pourraient être fabriqués localement, en commençant par les structures de montage et les éléments qui ne sont pas propres à la technologie CSP (conduits, par exemple), auxquels pourraient s'ajouter par la suite les miroirs et, éventuellement, le verre flotté. Il faudra en revanche plus de temps pour développer la production locale de capteurs. Cette analyse, menée parallèlement à une évaluation des coûts, a permis de réunir des informations de base qui pourront servir à une évaluation plus détaillée du potentiel de développement d'un secteur équipementier local.

2. Les industries déjà implantées dans la région MENA sont-elles adaptées à la fabrication locale de composants CSP et à la fourniture des services connexes ?

La participation des entreprises locales aux travaux de construction et d'ingénierie liés à la mise en service de nouvelles centrales CSP dans la région MENA offre des perspectives prometteuses. Plusieurs industries locales disposant du potentiel nécessaire à l'intégration de la chaîne de valeur CSP dans la région MENA ont déjà fait la preuve de leur dynamisme et de leur compétitivité au niveau régional, voire international. Le succès de ces industries tient en partie à la mise en place de coentreprises avec de grosses sociétés internationales et locales, mais aussi à l'implantation locale de filiales de groupes internationaux.

Jusqu'à présent, c'est le faible coût de la main-d'œuvre locale et de l'énergie et la proximité géographique de l'Europe qui ont été à l'origine du développement des industries dans les pays MENA-FTP. Aujourd'hui, le paysage industriel est en pleine mutation : les contrats de pure sous-traitance cèdent peu à peu la place à des activités de recherche et développement et à la production locale de composants de haute technologie. Cette transition vers des produits de haute technologie appelle un renforcement de la coopération internationale. Les pays MENA-FTP se sont donné pour objectif de devenir des « pôles d'excellence » afin d'attirer le secteur privé en jouant sur des atouts autres que la faiblesse des coûts de main-d'œuvre.

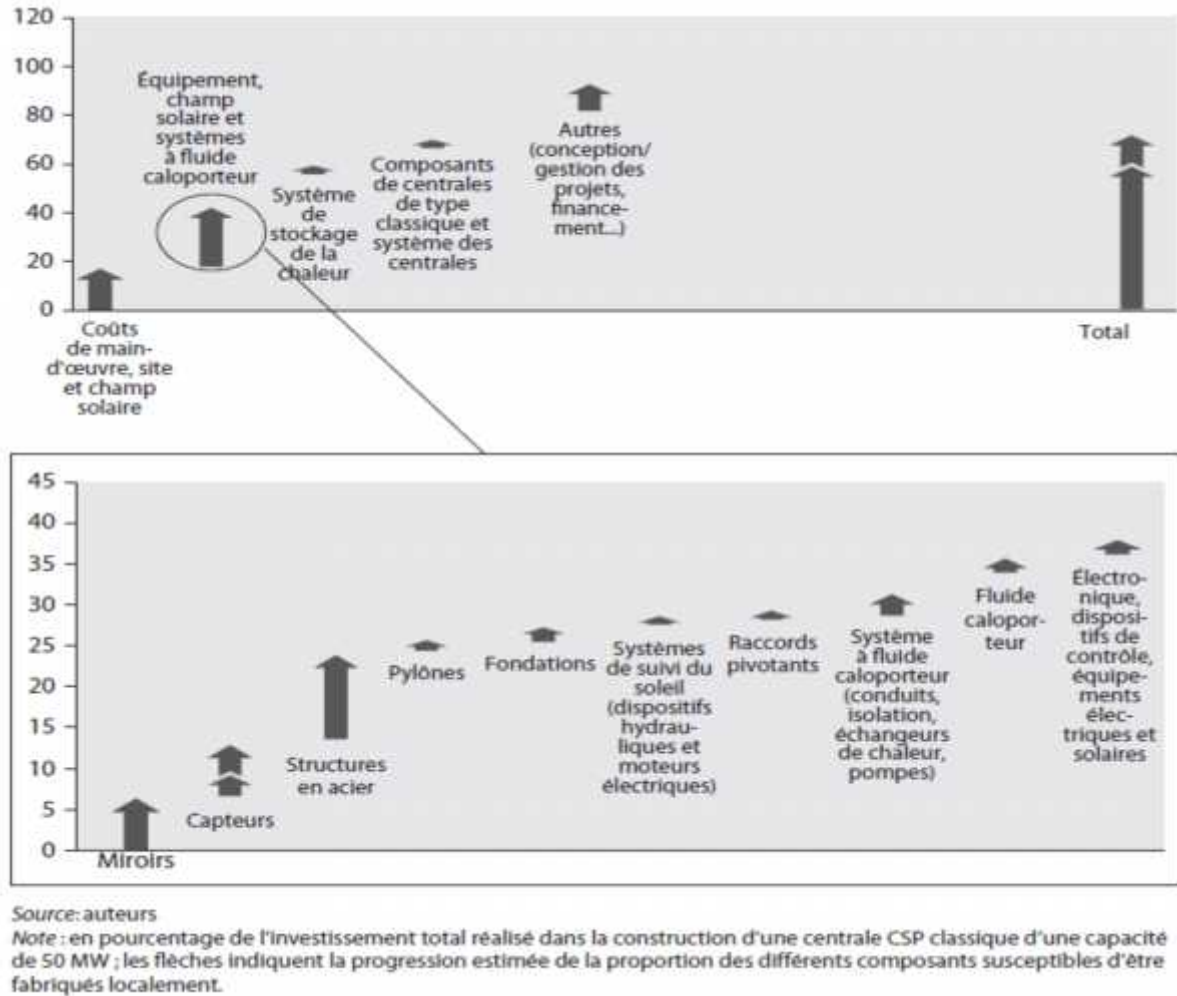


Figure III.9.2 : estimation de la proportion des composants susceptible d'être fabriqué dans le MENA sur dix ans

3. En quoi des mesures d'encouragement pourraient-elles contribuer au développement de la production locale de composants CSP ?

La réussite du Plan d'investissement MENA-CSP sera essentielle à la réalisation de ce potentiel. En effet, si la capacité de production de CSP dans la région MENA n'est pas portée à 1 gigawatt à l'horizon 2020, le développement rapide de la production locale de composants CSP sera vraisemblablement compromis. Cela étant, l'augmentation de la capacité de production ne suffira pas à elle seule à garantir le développement de ce secteur. Il conviendra aussi d'élaborer des stratégies nationales favorisant le progrès technologique et l'évolution des modèles d'entreprise, des politiques et des marchés, qui sont autant de facteurs essentiels au développement d'un secteur équipementier dans la région MENA.

Les stratégies de développement industriel et les politiques énergétiques nationales doivent être bien coordonnées et prévoir, outre la définition d'objectifs précis visant à

favoriser la diffusion commerciale de la technologie CSP, la mise en œuvre de vastes efforts de recherche et développement, la création de fonds stratégiques pour le développement industriel des industries CSP et le renforcement de l'intégration régionale des politiques. Pour renforcer la capacité d'innovation des secteurs industriels concernés, il conviendra de créer de nouveaux parcs/pôles de développement technologique et des plates-formes d'innovation régionales. Cette démarche aiderait en particulier les petites et moyennes entreprises à surmonter les obstacles à l'innovation et à accéder aux avancées technologiques les plus récentes.

Les modèles d'entreprise [55]devront tirer parti des atouts particuliers de certains des secteurs industriels des pays de la région MENA et reposer par ailleurs sur des accords de coopération internationale qui prendront notamment la forme de coentreprises et d'accords de licence. S'agissant des capteurs, les filiales de sociétés étrangères offriront très probablement un modèle d'entreprise adapté en un premier temps. La mise en place de nouvelles chaînes de production hautement automatisées pour la fabrication des structures de montage et la production de verre blanc, et l'adaptation des techniques d'enrobage et de cintrage des miroirs marqueront une première étape primordiale.

Pour investir dans de tels projets, les acteurs du marché devront pouvoir se procurer facilement des informations sur la CSP et avoir de solides garantis quant aux perspectives de développement du marché.

Les études de faisabilité technique relatives à la mise à niveau des chaînes de production pourraient être très utiles aux entreprises [8]. Par ailleurs, la création d'une association régionale pour la CSP ou les énergies renouvelables traitant de questions comme le développement du marché de la CSP, les options envisageables en matière de fabrication et les dernières avancées technologiques pourrait aussi être un atout majeur dans ce domaine. Les mesures visant à faciliter la fabrication locale des composants CSP devront reposer sur des programmes complets d'éducation et de formation destinés aux employés des secteurs industriels concernés. Les universités devront être encouragées à dispenser des programmes d'enseignement sur les technologies CSP afin d'assurer la formation de professionnels de la CSP, et en particulier d'ingénieurs et d'autres techniciens diplômés spécialisés.

4. Quels avantages potentiels la fabrication locale des composants CSP et la fourniture de services connexes présentent-elles pour les pays MENA-FTP ?

Les pays de la région MENA tireraient d'importants avantages économiques et sociaux d'une croissance régulière du marché de la CSP. La croissance du marché de la CSP contribuerait à l'amélioration des connaissances techniques relatives aux technologies reposant sur les énergies renouvelables, ce qui induirait des effets positifs supplémentaires, notamment en matière de création d'emplois. Dans le scénario « transformation », le potentiel total de la valeur ajoutée des centrales CSP produite localement pourrait atteindre près de 60 % de la chaîne de valeur à l'horizon 2020, soit au total un impact économique local estimé à 14,3 milliards de dollars (valeur ajoutée industrielle supplémentaire). Dans le scénario C, le nombre d'emplois permanents créés localement pourrait être compris, à l'horizon 2025, entre 64 000 et 79 000 (45 000 à 60 000 emplois dans le secteur de la construction et de la fabrication et 19 000 dans celui de l'exploitation et la maintenance). À l'échéance des projets financés au titre du FTP (2020), le secteur de la CSP pourrait déjà employer de manière permanente un total de 34 000 personnes, alors que, dans le scénario B, le nombre d'emplois locaux permanents devrait être compris entre 4 500 et 6 000 à l'horizon 2020. Ces chiffres mettent en évidence le lien direct entre le nombre d'emplois créés dans le secteur de la construction et de la maintenance des centrales CSP et le nombre d'emplois créés dans celui de la production locale de composants CSP. Les possibilités croissantes d'exportation des composants CSP liées à l'expansion du marché de la CSP devraient de surcroît présenter des avantages économiques considérables pour les pays de la région MENA (plus de 3 milliards de dollars à l'horizon 2020 pour des exportations de composants correspondant à 2 gigawatts).

3. Changement climatique

L'énergie solaire est une énergie propre, en effet elle permet la production d'électricité, notamment sans émission de gaz à effet de serre [56].

Les besoins en matériaux pour la construction et l'équipement sont relativement importants. Toutefois, si la séparation des différents matériaux en fin de vie de la centrale est prise en considération dans la conception des équipements, le recyclage de ces matériaux peut se faire facilement et avec des bons rendements. L'évaluation du cycle de vie des émissions produites, ainsi que les impacts des systèmes CSP sur les couches superficielles du sol, indique que ces technologies permettent de réduire sensiblement les émissions de gaz à effet de serre (GES) et autres polluants sans créer d'autres risques pour l'environnement ou des risques de contamination.

Par ailleurs, il est considéré que l'énergie consommée lors de la fabrication des CSP est compensée actuellement en 5 mois de fonctionnement (temps de retour énergétique). Un rapport, publié en septembre 2005 par la Fédération européenne de l'industrie solaire thermique (ESTIF), Greenpeace et SolarPaces de l'AIE, a indiqué qu'il n'y a pas d'obstacles techniques, économiques ou en matière de ressources à ce que l'énergie solaire thermique satisfasse 5 % des besoins mondiaux en électricité d'ici à 2040. Les auteurs ont calculé que les centrales CSP pourraient produire 95,8 TWh/an d'ici à 2025, évitant le rejet de 57,5 millions de tonnes de CO₂ par an dans l'atmosphère pour 362 millions de tonnes cumulées au cours des 20 prochaines années [56]. Toujours d'après le rapport, d'ici à 2040, les centrales CSP pourraient produire jusqu'à 16 000 TWh par an.

1-Cas algérien

La première centrale hybride, gaz naturel-solaire implantée à Hassi R'mel en juillet 2011 (voir schéma ci dessous). Cette centrale, réalisée par NEAL, en partenariat avec la firme espagnole ABENER, associe la technologie à cycle combiné et celle des concentrateurs solaires cylindro-paraboliques. Il s'agit du premier cycle combiné déployé loin de la côte, grâce à une technologie de refroidissement de la vapeur des aérocondenseurs. Le marché pour la réalisation de la centrale a été attribué à ABENER qui est en charge de l'Engineering Procurement Construction (EPC) et des opérations de maintenance. La structure du capital de cette unité pilote est répartie entre NEAL: 20%, SONATRACH: 14%, ABENER: 51% et COFIDES51: 15%. Le coût est estimé à 315 millions d'euros dont 252 millions € (80 %) fournis par un consortium de banques algériennes (Banque Extérieure d'Algérie, Banque Nationale d'Algérie & Crédit Populaire d'Algérie), et 20% (63 millions €) par des fonds propres⁵². Le projet a été réalisé selon la formule « Build, own, operate and Transfer » (BOOT). L'existence d'un client, comme SONATRACH, qui achètera l'électricité pour les besoins de ses activités au Sud, garantit à l'investisseur un prix compétitif, supérieur au prix pratiqué sur le réseau par l'opérateur public. Ce modèle sera toutefois difficile à généraliser car les clients actuels, dans ce cas SONATRACH, ou potentiels, disposent d'autres options pour accéder à de l'électricité à des tarifs nettement plus avantageux. Le développement du marché passe par la mise en place d'un cadre institutionnel attractif ouvert à tous les opérateurs. Cela suppose des mécanismes financiers incitatifs comme par exemple le tarif de rachat, une fiscalité allégée, des prêts préférentiels, etc. En matière de contribution à la valeur ajoutée nationale, la fourniture d'équipements et de services par des opérateurs algériens a été très limitée. Cela s'explique par les développements récents de cette technologie. Les blocs de panneaux paraboliques ont été assemblés dans un atelier sur site par un sous-traitant algérien

partenaire de la firme espagnole ABENER. Cependant, lors du déploiement du champ solaire, quelques difficultés sont apparues car l'usine d'Ouargla, en Algérie, chargée de fournir le gaz industriel, l'argon, a eu du mal à respecter le standard requis et l'importation de l'argon impliquait un délai de 18 à 20 semaines.

Elle aura un impact positif sur l'environnement et permettra de réduire la quantité de gaz brûlé à la faveur du champ solaire et aussi de réduire de 33.000 tonnes par an les émissions de CO₂. De même, une quantité de 7 millions de mètres cubes sera économisée chaque année et peut être exportée ou utilisée pour d'autres applications.

2-Cas marocain

La réalisation du programme solaire Marocain devrait permettre d'économiser 1 million (en tep) par an, d'une valeur de 500 millions de dollars (US) et aussi de réduire près de 3,7 millions de tonnes d'émission de CO₂ chaque année². Ce programme comprend la première centrale pilote de Ain Beni Mathar hybride solaire-gaz naturel à cycle combiné d'une capacité de 470 MW, dont 20 MW solaire et une production annuelle moyenne d'environ 3.500 GWh.

Sur le plan environnemental³, sa mise en service a permis une économie de combustibles fossiles d'environ 12.000 tonnes par an et des émissions évitées de 33.500 tonnes de CO₂. En outre, la technologie de refroidissement à sec (aéro-réfrigérants) a permis de réduire la consommation d'eau de 5,4 millions m³ à 850.000 m³ par an, soit une économie de 80%. Du point de vue socio-économique, cette réalisation fait partie du programme de développement intégré de la région de l'Oriental, et contribue au désenclavement d'Ain Beni Mathar, à travers la réalisation d'une route d'accès à la centrale et aux localités avoisinantes, à la promotion de l'emploi durant les phases de mise en œuvre et d'exploitation (360.000 journées de travail) et le développement de petites et moyennes entreprises locales. Les infrastructures de la commune de Béni Mathar ont été améliorées grâce à la construction de deux ponts sur les Oueds Charef et Tabouda, ainsi que la mise en place de forages d'eau dans les localités limitrophes.

² PWMSP, Benchmarking Country Report Morocco

³ ONE, Projet de la centrale thermo-solaire de, cahier des charges environnementales

Conclusion

L'énergie solaire contribue comme toutes les énergies renouvelables à la lutte contre le réchauffement climatique et procure des avantages financiers liés aux économies de CO₂. La région méditerranéenne présente des conditions climatiques très favorables pour le développement de technologies solaires à grande échelle de manière rentable. Les technologies solaires ont atteint un stade de maturité technologique suffisant pour un développement à grande échelle. Les centrales solaires, peuvent, en lien avec des technologies de stockage de l'énergie déjà existante pour le solaire à concentration, contribuer à la production d'électricité de base.

Au niveau industriel, ces technologies sont encore peu développées : elles représentent donc un potentiel important pour la création de nouveaux marchés et sont prometteuses en terme de création d'emploi, de transfert technologique et donc de développement économique et social. Au niveau politique, ce type de projet favorisera la coopération à bénéfices (financiers et matériels) mutuels entre des pays, se positionnant comme un facteur de paix en permettant à différents acteurs de s'investir dans des actions communes. Il permettra de se passer d'un certain nombre de centrales thermiques conventionnelles et même de sortir progressivement de l'option nucléaire en assurant une production électrique fiable dans la continuité.

Conclusion générale

Les pays riches ont pu se développer grâce à l'utilisation massive des énergies fossiles et thermiques. Mais aujourd'hui, où la population mondiale a atteint sept milliards d'habitants et devrait se situer aux alentours de neuf milliards en 2050.

La transition énergétique est devenue incontournable pour répondre aux besoins croissants en énergie, atténuer les risques liés à la volatilité des prix du pétrole et la tendance à la baisse des réserves des énergies fossiles qui affectent les marchés et, réduire les émissions de gaz à effet de serre.

Les énergies renouvelables constituent une alternative aux énergies fossiles. Elles contribuent à répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs pour soutenir une croissance économique durable et lutter contre la pauvreté.

Les différences économiques entre les filières de production d'électricité (renouvelables ou thermique) impliquent des écarts de coûts du kWh plus ou moins importants. Face aux problèmes d'une raréfaction des ressources fossiles et une prise en compte des externalités environnementales dans le coût de l'énergie (prix du CO₂ émis notamment), nous rencontrons conclusion deux grandes tendances :

- Le prix du kWh renouvelable est encore généralement plus cher que le prix du kWh thermique (fossile ou nucléaire). Il connaît, néanmoins, une orientation à la baisse, due à un marché en forte croissance permettant des économies d'échelles et des innovations technologiques ;
- Le prix du kWh thermique est plutôt orienté à la hausse, en raison de la raréfaction ou des tensions sur le prix des combustibles fossiles, mais aussi du renforcement des exigences de sécurité pour la filière électronucléaire et enfin de l'internalisation d'un prix du CO₂. Ce dernier devrait, par ailleurs, être croissant, dans la perspective d'une division par 2 ou 3 des émissions mondiales de gaz à effet de serre d'ici 2050. [57]

En Afrique du Nord, l'analyse du secteur énergétique révèle des disparités au niveau des pays, mais aussi des similitudes qui constituent des opportunités pour promouvoir l'intégration régionale. La région (Algérie, Libye, Egypte) détient seulement 4,6% des réserves mondiales prouvées de pétrole et de gaz naturel ; et l'approvisionnement énergétique reste dominé par les énergies fossiles (à plus de 90%). Tandis que la demande d'énergie ne cesse de croître (6-8% par an), en particulier pour l'électricité, les possibilités offertes par l'efficacité énergétique (EE) et les énergies renouvelables(ER) sont encore largement sous exploitées.

En Algérie les niveaux des besoins en gaz naturel du marché national seraient de l'ordre de 45 milliards de m³ en 2020 et 55 milliards de m³ en 2030. À ces besoins s'ajoutent les volumes dédiés à l'exportation dont les revenus contribuent au financement de l'économie nationale. Ainsi, le pays doit faire face aux problèmes d'épuisements des ressources fossiles et des changements climatiques par l'orientation obligatoire vers les énergies renouvelables. Sachant que le potentiel national en énergies renouvelables est fortement dominé par le solaire, l'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

La stratégie adoptée par le gouvernement algérien repose en partie sur le développement privilégié de la filière CSP, sans part autant écarté les autres filières technologiques. La priorité donnée aux CSP peut se justifier par un potentiel éolien limité et la nécessité d'une plus grande maturation technologique et commerciale de la filière PV centralisée. L'objectif recherché est de produire 7.200 MW à partir de la filière CSP.

Du fait de la maturité de type choisi par l'Algérie « le cylindroparabolique » dans son programme de « développement des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique » réalisé par l'entreprise national NEAL, cette technologie offre des opportunités sur les niveaux énergétique, économique, environnemental, et social

Néanmoins, pour mieux bénéficier de ce choix, l'Algérie doit trouver des solutions non seulement à l'obstacle du coût élevé du CSP (conurrencé par les subventions accordées aux énergies fossiles) mais également faire face à certaines contraintes telles que :

- l'insuffisance du cadre réglementaire : malgré que l'évaluation du processus politique de pays montre qu'elle a une base juridique forte et qu'elle possède également une structure institutionnelle, même si elle apparaît faible, dispersée et faiblement financée. Elle ne semble pas être aussi forte que les entreprises étatiques puissantes du pétrole, du gaz et d'électricité.
- au niveau du fonds national de maîtrise de l'énergie (FNME) qui un instrument essentiel pour soutenir l'énergie électrique en Algérie : ce Fonds devrait être développé pour faire des contributions substantielles aux mesures d'électricités renouvelables à plus grande échelle.
- La faiblesse des financements publics et les subventions aux énergies conventionnelles instaurées par l'Etats au titre de la protection des couches sociales pauvres ;
- Le manque de compétences locales et de cadres d'échanges sur les acquis entre les pays de la région ;
- Les limites de la recherche et du transfert technologique.

Pour compléter les efforts déployés au niveau national et lever les obstacles liés à la faiblesse des capacités institutionnelles, techniques et financières, il est important de renforcer les partenariats entre les pays et entre les entreprises nationales spécialisées. Donc il faudrait créer un marché régional et apporter plus d'intérêt au partenariat privé –public.

Des partenariats plus larges sont actuellement en construction dans le cadre du Plan Solaire Méditerranéen et du projet Desertec soutenu par l'initiative Industrielle DESERTEC créée en 2009 (DII). Ces partenariats offrent des perspectives pour accroître les investissements et développer des projets de production et de distribution d'énergies renouvelables, renforcer les interconnexions et créer un marché régional porteur pour l'électricité.

Donc nous nous concluons que, pour bénéficier des opportunités de la technologie CSP, il faut participer aux programmes transnationaux et créer un marché régional par les interconnexions électriques entre les pays magrébins et par la suite avec l'Europe via le Maroc ou la Tunisie dans le but d'exporter l'électricité d'origine solaire générée par la technologie de concentration solaire. Des exportations qui passeront par le Maroc, seul pays connecté à l'Europe via l'Espagne, avec deux câbles de 400 KV. Une troisième ligne de 700 MW avec l'Espagne est en projet.

En conclusion l'énergie de demain sera le solaire thermique à concentration aussi bien pour la génération électrique que pour la production d'hydrogène, la récupération du pétrole lourd et le dessalement de l'eau.

Nous pensons que le travail sur les interconnexions électriques et la création d'un marché régional ou continental, l'étude des subventions des énergies renouvelables et, le système fiscal actuel, peuvent être dans le cadre de recherches futures des sujets d'une extrême importance.

- [1]. UMR CNRS EDF –ENSCP : J. F.Guillemoles : l’Energie Solaire : PV et concentrée, 2010
- [2]. ESTELA (Association Européenne de l’Electricité Solaire Thermodynamique à Concentration) : Electricité solaire thermodynamique, Valoriser le potentiel méditerranéen, 2009
- [3]. Syndicat des énergies renouvelables : fiches solaire thermodynamique intégral, mai 2010 et la dernière révision de document, Paris juin 2011,
- [4]. Heidi Hafes : « L’énergie CSP émergerait comme la technologie solaire dominante dans la région MENA ». <http://www.csptoday.com/solar-conference>
- [5]. AFRIQUE EXPANSION (revue internationale des affaires et des partenariats nord-sud) :l’énergie solaire concentrée la chance énergétique des pays du sud, septembre 2010
- [6]. le ministère de l’énergie et des mines : Le Programme des énergies renouvelables et de l’efficacité énergétique, Mars 2011
- [7]. IEA: Technology road map, concentrating solar power, 2010.
- [8]. la Commission économique des Nations Unies pour l’Afrique (CEA-AN) : Le secteur des énergies renouvelables en Afrique du Nord, Situation actuelle et perspectives, Maroc Septembre 2012,
- [9] -Equilibres : lettre d’information de la CREG, L’évolution de la demande électrique en Algérie , 2 novembre 2011.
- [10]. Sonelgaz-Algérie Smaïl Moussi: Le secteur de l’électricité en Algérie, Situation actuelle et perspectives, Conférence MEDELEC Vers un Marché Méditerranéen de l’électricité, Sharm el Cheikh – Egypte 26-27 mai 2008
- [11]. EDF, observ’ER (observatoire des énergies renouvelables) : la production d’électricité d’origine renouvelable dans le monde, treizième inventaire édition 2011
- [12]. PRISME : L’énergie solaire thermique à concentration, Numéro 4 de Fiche technique, Institut de l’énergie et de l’environnement de la Francophonie, 2008
- [13]. IAEE (Association des Economistes de l’Energie Membre de l’International Association for Energy Economics) : Conférence « Le solaire: Technologies, Economie, Politique», Université Paris-Dauphine, mars 2012.
- [14]. Green univers : Le solaire thermique, plus prometteur que le photovoltaïque, septembre 2009

- [15]. Attijari Wafa Banque : développement de projets solaires ; opportunités pour les investisseurs privés au MAROC ; mars 2010 -
- [16]. Revue des Energies Renouvelables Vol. 12 N°4 : M. Arkoub and R. Alkama : « L'énergie solaire électrique : grands projets et perspectives » 2009
- [17]. l'Agence Nationale des Changements climatiques : Kamel Mostefa-Kara : Un réservoir énergétique solaire immense et une option solaire décidée pour l'Algérie, 2011
- [18]. Khedim A: l'énergie solaire et son utilisation sous forme thermique et photovoltaïque : une étude sur les énergies renouvelables, 2003.
- [19]. AIE (agence internationale de l'énergie) : Les énergies renouvelables : quelle capacité à répondre aux besoins de l'économie mondiale ?, cedric philibert division des énergies renouvelables, valeurs vertes, sénat avril 2011
- [20]. ABB (power and productivity for a better world) : Industrie solaire, Produire de l'énergie à partir du soleil, 2010 www.abb.com/solar
- [21]. Equilibres : zoom sur Les tendances des énergies renouvelables et de l'efficacité énergétique dans le monde, N° 11 novembre 2010
- [22]. Banque mondiale : Silvia Pariente-David, Jonathan Walters, Chandra Govindarajulu et Roger Coma Cunill, réalités industrielles : étude d'une approche coopérative pour faire face aux défis du changement climatique et aux défis énergétiques des pays du Moyen-Orient et d'Afrique du Nord (MENA), NOVEMBRE 2009,
- [23]. Fonds d'investissements climatiques, plan d'investissements du FTP : L'énergie solaire concentrée au Moyen-Orient et en Afrique du Nord janvier 2011
- [24]. Bonal .J et Rossiti .P: Energies Alternatives, omniscience, 2007
- [25]. German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics Section Systems Analysis and Technology Assessment Study commissioned by Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety Germany: Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power., 2006
- [26]. Nicolas Sarkis : « après les hydrocarbures, les pays arabes exportateurs d'énergies solaire? » (Communication présentée à la réunion du Cercle des Economistes Arabes), mars 2010. Paris
- [27]. Performances managements consulting : l'énergie solaire dans le monde et en Afrique, mai 2011
- [28]. Studie Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien : Étude des coûts de production d'électricité par les énergies renouvelables, mai 2012

- [29]. Frédéric LIVET (SIMaP, UMR CNRS 5266, INPG-UJF) : Le solaire thermique à concentration, mai 2011, France http://ex.sauvonsleclimat.org/new/spip/IMG/pdf/Acket-Solaire_thermodynamique.pdf
- [30]. CYTHELIA : Mamadou Kane, La Lettre du Solaire Vol 12 N°6-7, Juin-Juillet 2012
- [31] . El Watan, Energies : Vers un accord de coopération entre Desertec II et l'Algérie en décembre, novembre 2011
- [32]. Liaison Energie-Francophonie /Les Cahiers de la revue Global Chance : J. L. THIERRY : Les énergies renouvelables en Afrique, ,2012
- [33]. Bulletin des Energies Renouvelables, N°18 : Abdelnasser Cherigui : « L'énergie solaire CSP : autres applications que la production d'électricité », 2010.
- [34]. Henri Boyé : Eau, énergie, dessalement et changement climatique en Méditerranée, Conseil général de l'Environnement et du Développement Durable Ministère de l'Ecologie, de l'Energie, du Développement Durable et de l'Aménagement du Territoire, France Août 2008,
- [35]. Sonelgaz – Algérie : Melle Dj.Mohammedi – Mr. R. Touileb : Politique et stratégie de Développement d'une industrie solaire en Algérie, ,2012
- [36]. LE SOIR, Economies : Centrale de Ouarzazate : le renfort de la Banque mondiale, novembre 2011
- [37]. Sven Geitmann : Energies Renouvelables&carburants alternatifs, hydrogeit, 2007
- [38]. Freris L et Infied D : les énergies renouvelables pour la production d'électricité,Dunod ,Paris 2009.
- [39]. Sabonnadière J. C: nouvelles technologies de l'énergie : les énergies renouvelables, Lavoisier, Paris 2006.
- [40] Groupe de la banque africaine de développement, Ouarzazate ESIA exsum français : Étude d'impact environnemental et social (EIES) du projet Centrale Solaire Ouarzazate au Maroc, octobre 2011
- [41]. MVV, Wuppertal Institut : Evaluation de l'impact économique, technologique et environnemental de la réglementation nationale et des incitations nationales relatives aux ER et à l'EE: étude régionale Politiques d'efficacité énergétique et d'énergie renouvelable dans le groupe de pays RCREEE Décembre 2009, révision du mois d'avril 2010.
- [42]. Lycia Brahmi : L'énergie solaire : une solution face à la boulimie énergétique ? Faculté de Provence (France) | Ethical Information Analyst Intern, Covalence SA, Geneva, 29.04.2009

REFERENCES BIBLIOGRAPHIE

- [43]. L'Espagne une technologie pour la vie : Mr. Enrique Alejo : csp en Espagne, Institut du Commerce extérieur espagnol à Chicago, 2010
- [44]. Cythelia : Mamadou Kane, Les dossiers de La Lettre du Solaire Vol 2 N°2, Février 2012
- [45]. Les énergies renouvelables : Enjeux, défis et perspectives, une conférence animée par la directrice de communication de NEAL, Aïcha Adamo ,scorpio mai2008
- [46]. JULIEN Pierre-André, Michel MARCHESNAY : Economie et stratégie industrielles, Editions Economica, Paris 1996.
- [47].Sonelgaz – Algérie : M. Amar Abdoun, M. Abdelkader Chabane : Programme de développement des Energies Renouvelables et aspects institutionnels associés en Algérie 17^{ème} Congrès de l'UPDEA, du 28 au 31 Mai 2012 – Tunisie
- [48]. bulletin des énergies renouvelables N°22-2012 : ABDERAHMANE HAMIDAT : « le solaire thermique en Algérie : histoire et perspective »
- [49]. bulletin des énergies renouvelables N°20 : N. LOUAFI : « Promotion des chauffe-eaux solaire », 2011
- [50]. bulletin des énergies renouvelables N°20 : A .KHALLEF : « les centrales solaires à tour », 2011
- [51]. IRENA: Renewable Energy Technologies: Cost Analysis Series, Concentrating Solar Power *Volume 1: Power Sector Issue 2/5* juin 2012
- [52]. Actualité internationale, Mer Caspienne : J-B. PINATEL : La sécurité énergétique à long terme de l'Europe et son destin en tant que puissance économique et politique nécessitent des choix géopolitique clairs et courageux, le 20 mai 2012.
- [53].feuille de route : Partenariat Afrique –UE pour l'énergie, V8 septembre 2009
- [54]. ESMAP (energy sector management assistance programme) : Évaluation du potentiel de production locale aux fins de projets d'énergie solaire concentrée (CSP) dans la région Moyen-Orient et Afrique du Nord (MENA), Banque mondiale, septembre 2010
- [55]. Strategor : politique générale de l'entreprise, 4^{ème} édition, Edition Dunod, paris 2005.
- [56]. Mahamadou m. diakité : l'énergie est le challenge et la solution,2012
- [57]. Nicolas Hulot : le solaire photovoltaïque face aux défis du 21e siècle, veille et propositions 11, fevrier 2012, www.fnh.org.
- [58]. Revue "Sortir du nucléaire" n° 49 : L'énergie solaire par concentration: une opportunité pour les pays arabes (p. 30) ,2011

Résumé : Les énergies renouvelables constituent une alternative aux énergies fossiles. Elles contribuent à répondre aux besoins énergétiques actuels et futurs pour soutenir une croissance économique durable et lutter contre les problèmes environnementaux. Le potentiel national en énergies renouvelables est fortement dominé par le solaire. L'Algérie considère cette énergie comme une opportunité et un levier de développement économique et social, notamment à travers l'implantation d'industries créatrices de richesse et d'emplois.

Nous présentons dans notre travail la technologie CSP (l'énergie solaire à concentration) comme une voie d'exploitation de notre grand gisement solaire dans la génération d'électricité d'origine renouvelable. Partant d'une analyse du marché électrique national, du potentiel solaire algérien, une comparaison entre les quatre types de CSP avec une étude de marché de CSP, nous a permis de choisir le type de cette technologie qui convient au Sahara algérien. Une analyse de la stratégie de mise en œuvre du programme nationale des énergies renouvelables et la part accordé au CSP dans les programmes transnationaux nous a permis de soulever les obstacles liés à l'exploitation de cette technologie. Enfin une analyse comparative des coûts entre les deux types de CSP (cylindro-paraboliques et tours solaire) avec une étude des impacts socio-économiques et environnementaux de cette technologie dans le but de déterminer les opportunités de la génération d'électricité par l'un des ces deux types de CSP.

Les résultats de la recherche montrent que l'énergie de demain sera le solaire thermique à concentration aussi bien pour la génération électrique que la production d'hydrogène, la récupération du pétrole lourd et le dessalement de l'eau et que les opportunités de cette technologie se démontrent par la création d'un marché régional.

Mots clés : Energie solaire, Technologie CSP, Energies renouvelables

Abstract

Renewable energy is an alternative to fossil fuels. They help meet current and future energy needs to support sustainable economic growth and fight against environmental problems. The national renewable energy potential is strongly dominated by solar. Algeria considers that energy as an opportunity and a lever for social and economic development, particularly through the establishment of wealth-creating industries and jobs.

We present our work in the CSP (concentrating solar power) as one of our largest operating solar potential pathway in the generation of electricity from renewable sources. Start with an analysis of the national electricity market, and the Algerian solar potential then make a comparison between the four types of CSP with a market study of CSP, it will see the type that suits the Algerian Sahara. An analysis of the strategy of implementation of national renewable energy program and the share of CSP in transnational programs and see the obstacles related to the operation of this technology. Finally a comparative cost analysis between the two types of CSP (cylindro-paraboliques and solar towers) with a study of the

socio-economic and environmental impacts of this technology in order to identify opportunities for the generation of electricity by one of these two types of CSP.

The results of the research shows that the energy of tomorrow will be the concentrated solar power as well as for power generation hydrogen production, recovery of heavy oil and water desalination. The opportunities of CSP technology will be demonstrated by the creation of a regional market

Keywords: solar power, CSP technology, renewable energy

البيئي . هي بديل الأحفوري أنها تساعد ف الطاقة الشمسية
للتنمية الاقتصادية والاجتماعية
CSP كبيرة للطاقة الشمسية في توليد الكهرباء من
إجراء تحليل الوطنيه الكهراء الوطنيه
تحليلا استراتيجية تنفيذ الوطنيه ورؤية
وأخيرا . تحليل للتكاليف بين هذين النوعين من الطاقة الشمسية المركزة
CSP بين (الشمسية Cylindroparaboliques et) التكنولوجيا
المتعلقة بتشغيل هذه الأخيرة CSP تحديد لآثار الاجتماعية والاقتصادية والبيئية لهذه
الطاقة الشمسية المركزة، وكذلك لتوليد الطاقة الهيدروجينية وتحليه المياه ،
أظهرت استخراج النفط الثقيل :
الطاقة الشمسيه ، تكنولوجيا الطاقة الشمسية المركزة